

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Potencial solar de parques de estacionamento para carregamento de veículos elétricos

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Raquel Vaz Pato Figueiredo

Dissertação orientada por:
Professor Doutor Miguel Centeno Brito
Doutor Pedro Nunes

Resumo

A eletricidade solar fotovoltaica é vista no futuro como uma das formas centrais de energia, dado ser limpa, o recurso ser abundante e o seu preço estar a baixar. A par disso, o veículo elétrico é considerado a forma mais promissora de descarbonização do setor dos transportes. O acoplamento destas duas tecnologias é, portanto, pertinente e pode ser feito em parques de estacionamento com instalação fotovoltaica para carregamento de veículos elétricos: parques de estacionamento solar.

Neste trabalho é avaliado o potencial desta solução com uma análise do estado da arte e com a apresentação de um caso de estudo: o parque de estacionamento da estação de comboios da *Fertagus* no Pragal, junto a Almada. O recurso solar do parque e a sua utilização são caracterizados em detalhe, e o aproveitamento energético é simulado com o dimensionamento de um sistema fotovoltaico. A viabilidade da solução é estudada para diversos cenários com diferentes modelos de negócio.

Conclui-se que o projeto deste parque de estacionamento solar e de outros com condições semelhantes não é financeiramente atrativo. Caso se instale uma bateria de armazenamento de energia no parque para suprir os picos de consumo, este passa a ser o elemento mais caro no investimento. A sua substituição por um plano de carregamento inteligente faz diminuir significativamente o período de retorno do investidor, tratando-se da solução mais atrativa do ponto de vista do promotor do parque.

Palavras-chave: parque de estacionamento solar, carregamento de veículos elétricos, veículos elétricos, energia solar fotovoltaica, carregamento inteligente

Abstract

Photovoltaic electricity is seen in the future as one of the central forms of energy, since it is clean, the resource is abundant and its price is decreasing. Moreover, the electric vehicle is considered to be the most promising form of decarbonization in the transport sector. Therefore, the coupling of these two technologies is pertinent and can be done as parking lots with photovoltaic installations for electric vehicle charging: solar parking lots.

In this study, the potential of this solution is explored with a state of the art analysis and with a case study presentation: the train station's parking lot from *Fertagus* in Pragal, near Almada. The solar resource of the parking lot and its utilization are characterized in detail, and the energy usage is simulated with the sizing of a photovoltaic system. Various business models' scenarios are studied in order to determine the project viability.

A parking lot as described in this study is found to be financially unappealing. When a storage battery installation is considered to compensate the peak demand, this becomes the most expensive component in the investment. Its substitution for a smart charging plan decreases significantly the investor payback time, representing the most attractive solution in the investor point of view.

Key-words: solar parking lot, electric vehicle charging, electric vehicles, photovoltaic energy, smart charging.

Índice

Resumo	i
Abstract	i
Agradecimentos	v
Índice de figuras	vii
Índice de tabelas	ix
Acrónimos	xi
Simbologia	xiii
Capítulo 1 - Introdução	1
1.1. Energia solar fotovoltaica	1
1.2. Veículos elétricos	4
1.2.1. Carregamento inteligente	7
1.2.2. Parques de estacionamento inteligentes	9
1.3. Articulação de energias renováveis e veículos elétricos	9
1.3.1. Parques de estacionamento solares	11
1.4. Motivação	11
1.5. Estrutura da tese	12
Capítulo 2 - Estado da arte	13
2.1. Integração de ESF na rede	13
2.2. Integração de VEs na rede	14
2.3. Articulação de ESF e VEs	15
2.3.1. Na rede	15
2.3.2. Em parques de estacionamento	16
2.4. Modelos de otimização de carregamento de veículos elétricos com utilização de energia solar fotovoltaica	23
2.4.1. Maximização dos benefícios do operador do PE/proprietários dos VEs	24
2.4.2. Parâmetros da rede	26
2.4.3. Incerteza nos modelos de otimização do carregamento de VEs	27
Capítulo 3 - Metodologia	29
3.1. Caso de estudo	29
3.1.1. Dados de ocupação do parque de estacionamento	29
3.2. Análise Energética	36
3.2.1. Energia solar fotovoltaica	36
3.2.2. Carregamento dos veículos elétricos	44
3.3. Análise do investimento	48
3.3.1. Investimento	48
3.3.2. Preços de compra e venda de energia	50

3.3.3.	Indicadores de análise do investimento	53
3.3.4.	Balanço económico	54
3.3.5.	Modelos de negócio	55
3.3.6.	Cenários adicionais	58
3.4.	Resumo	60
Capítulo 4 – Resultados		61
4.1.	Análise energética	61
4.1.1.	Energia solar fotovoltaica	61
4.1.2.	Carregamento dos VEs	64
4.2.	Análise do investimento	68
4.2.1.	Modelos de negócio	68
4.2.2.	Análise de sensibilidade	72
4.2.3.	Cenários adicionais	79
Capítulo 5 - Discussão e conclusão		85
Referências bibliográficas		89
Anexos		97
Anexo I		97
Anexo II		98

Agradecimentos

A presente dissertação não seria possível sem toda a ajuda e paciência que recebi por parte de muitas pessoas.

Gostaria de agradecer a todos aqueles que esclareceram pacientemente as dúvidas que lhes coloquei. Assim, agradeço à Dra. Ana Catarina Ramos (FFSOLAR), ao Professor Doutor Carlos Rodrigues (LNEG), à Direção de Tarifas e Preços (ERSE), ao Dr. José Bigares (DGEG), ao Dr. José Henriques (MAGNUM-CAP), à MOBILE, ao Dr. Pedro Silva (EFACEC), à REN, ao Professor Doutor Ricardo Aguiar (LNEG), ao Dr. Ricardo Leite (GALP) e ao Dr. Rui Saraiva e Silva (EDP).

A todos aqueles que mostraram sempre a maior disponibilidade para me ajudar no desenvolvimento deste trabalho devo um enorme obrigado: Dr. Alexandre Cruz (SMA), Professor Doutor António Sá da Costa (FCUL), Vereador Carlos Bernardes (Câmara Municipal de Torres Vedras), Professora Doutora Cristina Catita (FCUL), doutorando David Pêra (FCUL), Professor Doutor Mário Baptista (FCUL), Engenheiro Paulo Oliveira (ERSE), Dr. Pedro Matos (EDP), Dra. Sandra Pedro (Câmara Municipal de Torres Vedras) e doutoranda Sara Freitas (FCUL).

Em especial, agradeço ao Dr. Nuno Lopes (FERTAGUS) pelo fornecimento dos dados de ocupação do parque de estacionamento da estação de comboios de *Fertagus*, sem os quais o estudo empírico desta tese não seria possível.

Um grande obrigado ao Professor Doutor Miguel Brito por toda a ajuda e orientação. Ao Doutor Pedro Nunes gostaria de agradecer imenso pela orientação e, sobretudo, por toda a paciência demonstrada no esclarecimento das minhas dúvidas intermináveis.

Por último, gostaria de agradecer à minha inestimável família pelo constante apoio e incentivo e a todos os meus amigos por me aturarem nestes últimos meses, principalmente ao Miguel.

Índice de figuras

Figura 1: Perfil da radiação solar nos equinócios e solstícios em Lisboa em 2014. (LNEG).	1
Figura 2: Evolução da capacidade instalada acumulada de ESF no mundo [83].	2
Figura 3: Evolução do investimento mundial em energias renováveis entre 2001 e 2013 [5].	2
Figura 4: Evolução do custo médio de um sistema fotovoltaico na Alemanha entre 2006 e 2014 [89].	3
Figura 5: Correspondência do perfil de produção de ESF e de procura no ERCOT durante uma semana em Junho de 2000 (à esquerda) e em Março de 2000 (à direita). Para os períodos representados, considerou-se uma penetração de ESF correspondente a 10% da procura anual de energia [16].	13
Figura 6: Exemplo de produção fotovoltaica e fator de desequilíbrio [35].	14
Figura 7: Perfis do consumo convencional, do consumo dos VEs e da produção de ESF [24].	15
Figura 8: Perfil da previsão de produção de ESF (à esquerda) e da ocupação de um parque de estacionamento (à direita) [29].	16
Figura 9: Perfil do consumo de potência do parque de estacionamento e do preço da eletricidade [30].	18
Figura 10: Receitas obtidas pelo operador do parque e custo líquido do serviço pago pelos proprietários dos VEs em três cenários distintos [29].	18
Figura 11: Fotografia aérea do PE em estudo.	29
Figura 12: Esquema explicativo de um diagrama de extremos e quartis [89].	30
Figura 13: Diagrama de extremos e quartis da ocupação diária anual em 2014.	31
Figura 14: Diagrama de extremos e quartis da ocupação diária nos dias úteis em 2014.	31
Figura 15: Diagrama de extremos e quartis da ocupação diária nos dias correspondentes a fins-de-semana em 2014.	31
Figura 16: Perfil médio diário de ocupação sazonal em 2014.	32
Figura 17: Perfil médio diário para cada semana do ano 2014.	33
Figura 18: Perfil de ocupação para a semana com maior e menor ocupação do ano.	33
Figura 19: Ocupação média durante o horário de abertura do parque ao longo do ano.	34
Figura 20: Ocupação média durante o horário de abertura do parque nos dias úteis.	35
Figura 21: Ocupação média durante o horário de abertura do parque nos dias correspondentes a fins-de-semana.	35
Figura 22: Taxa de ocupação do PE por horas no ano.	36
Figura 23: Esquema representativo dos ângulos correspondentes à altura solar e ao ângulo zenital.	37
Figura 24: Convenção utilizada para o azimute.	38
Figura 25: Esquema representativo do ângulo de incidência.	38
Figura 26: Esquema representativo de um exemplo para a condição estabelecida: $\cos(\Psi_{\text{módulo}} - \Psi) \geq 0$.	39
Figura 27: Esquema representativo da configuração dos painéis fotovoltaicos no PE considerando as condições ótimas de instalação.	41
Figura 28: Esquema representativo da orientação da maioria dos blocos de estacionamento ($\Psi_{\text{estacionamento}}$) no PE.	41
Figura 29: Esquema representativo da configuração dos painéis fotovoltaicos no PE considerando a orientação da maioria dos blocos de estacionamento.	42
Figura 30: Esquema representativo da disposição das strings dos módulos fotovoltaicos em relação às caixas de agrupamento de strings, inversores e gestor de inversores.	43
Figura 31: Entradas e saídas dos veículos no PE no dia médio anual.	45
Figura 32: Esquema resumo da análise financeira de diferentes cenários.	48

Figura 33: Evolução dos preços das baterias de Li-ion de acordo com diversas curvas de aprendizagem.	50
Figura 34: Esquema de venda e compra de energia: dos VEs e do PE.	50
Figura 35: Esquema representativo do balanço económico do PE.	54
Figura 36: Esquema representativo da nova orientação do PE considerando o mesmo número de painéis fotovoltaicos.	58
Figura 37: Evolução dos preços dos módulos fotovoltaicos e das baterias até 2050.	59
Figura 38: Densidade de potência produzida para os diferentes períodos anuais para a orientação a Sul (orientação de 182° e inclinação de 32°).	61
Figura 39: Densidade de potência produzida para os diferentes períodos anuais para a orientação a Sudeste (orientação de 150° e inclinação de 33°).	61
Figura 40: Produção de energia solar fotovoltaica (considerando o dia médio anual) e perfil de ocupação diária para dias úteis e dias de fim-de-semana.	63
Figura 41: Correlação diária do perfil de ocupação com a produção de energia fotovoltaica ao longo do ano.	64
Figura 42: Diagramas de carga para os diversos períodos do ano.	64
Figura 43: Produção ESF para diversos períodos do ano e diagrama de carga do carregamento sem controlo para o dia médio anual.	65
Figura 44: Produção de energia solar fotovoltaica (dia médio anual) e diagrama de carga relativo ao dia médio anual, dia útil e dia de fim-de-semana.	66
Figura 45: Carregamento controlado e sem controlo e produção de ESF no dia médio anual.	67
Figura 46: Produção de energia solar fotovoltaica e diagrama de carga no dia útil (zona a sombreado representa a capacidade de armazenamento de energia necessário).	68
Figura 47: Investimento necessário para o modelo de negócio base	70
Figura 48: Evolução do preço de venda da energia durante o dia (venda às instalações da Fertagus).	73
Figura 49: Evolução do preço da energia ao longo do projeto.	73
Figura 50: Produção de ESF com orientação Sul e Sudeste e o diagrama de carga dos dias úteis.	80
Figura 51: Entradas e saídas dos veículos do PE nos dias de fim-de-semana.	97
Figura 52: Entradas e saídas dos veículos do PE nos dias úteis.	97
Figura 53: Fatura energética entre 18 de Abril e 17 de Maio de 2015 do PE da estação de comboios da Fertagus no Pragal – Documento 1.	98
Figura 54: Fatura energética entre 18 de Abril e 17 de Maio de 2015 do PE da estação de comboios da Fertagus no Pragal – Documento 2.	99

Índice de tabelas

Tabela 1: Dias de início das estações do ano em 2014.	32
Tabela 2: Ocupação máxima e hora de ocupação máxima para os dias médios sazonais.....	33
Tabela 3: Características do método evolucionário utilizado com a ferramenta ‘Solver’ do Excel.....	40
Tabela 4: Condições ótimas encontradas para a orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos e energia global anual incidente nestas condições.....	40
Tabela 5: Condições ótimas encontradas para a inclinação dos módulos fotovoltaicos e energia global anual incidente nestas condições tendo em conta a orientação da maioria dos blocos de estacionamento.	42
Tabela 6: Características do módulo fotovoltaico adotado.	42
Tabela 7: Eficiência associada aos componentes incorporados na instalação fotovoltaica.	43
Tabela 8: Preços dos componentes associados ao conjunto de inversores SMA SUNNY TRIPOWER 60 [66].....	49
Tabela 9: Preços relativos à energia ativa e à potência contratada para o tarifário simples da Casa Click da EDP [68].	51
Tabela 10: Preços relativos à energia ativa e à potência contratada para o tarifário bi-horário da Casa Click da EDP com e sem o desconto do energy2move [68].....	51
Tabela 11: Resumo dos preços de venda e compra de energia.	53
Tabela 12: Custo mensal dos carregamentos dos VEs nas habitações dos seus proprietários e no PE para diferentes níveis de carregamento.....	56
Tabela 13: Tabela resumo de todos os cenários adicionais e modelos de negócio considerados.	60
Tabela 14: Densidade de energia anual produzida e energia total produzida.	62
Tabela 15: Correlação global, média das correlações diárias e correlação do dia médio entre a produção de energia solar fotovoltaica e o perfil de ocupação para diversos períodos do ano considerados.....	63
Tabela 16: Consumo e produção de ESF do PE para diversos períodos do ano.	66
Tabela 17: Energia produzida no primeiro ano do projeto e receitas correspondentes para o modelo de negócio base.	69
Tabela 18: Investimento necessário para o modelo de negócio base.	69
Tabela 19: Indicadores económico-financeiros para o modelo de negócio base.	70
Tabela 20: Balanço energético diário discriminado por dia característico para o modelo de negócio com carregamento ilimitado.	71
Tabela 21: Receitas e despesas obtidas no primeiro ano do projeto para o modelo de negócio com carregamento ilimitado.....	71
Tabela 22: Indicadores económico-financeiros para o modelo de negócio base e para o com carregamento ilimitado.....	71
Tabela 23: Indicadores económico-financeiros para o modelo de negócio base e para o com oferta de regulação secundária de frequência.....	72
Tabela 24: Poupança do proprietário de um VE ao longo dos 25 anos do projeto pelo carregamento no PE e não na sua habitação.....	74
Tabela 25: Indicadores económico-financeiros para o modelo de negócio base e para a análise de sensibilidade da evolução do preço de energia na situação 1 e 2.	74
Tabela 26: Receitas e despesas associadas à compra e venda de energia durante os 25 anos do projeto para o modelo de negócio base e para a análise de sensibilidade da ocupação.	75
Tabela 27: Investimento para o modelo de negócio base e para os cenários da análise de sensibilidade da ocupação.	76

Tabela 28: Indicadores económico-financeiros para o modelo de negócio base e para a análise de sensibilidade da ocupação.	76
Tabela 29: Receitas e despesas associadas à compra e venda de energia durante os 25 anos do projeto para o modelo de negócio base e para a análise de sensibilidade da capacidade instalada.	77
Tabela 30: Investimento para o modelo de negócio base e para os cenários da análise de sensibilidade da capacidade fotovoltaica instalada.	77
Tabela 31: Indicadores económico-financeiros para o modelo de negócio base e para a análise de sensibilidade da capacidade fotovoltaica instalada.	78
Tabela 32: Indicadores económico-financeiros para o modelo de negócio com carregamento ilimitado e para a análise de sensibilidade da taxa média de carregamento.	79
Tabela 33: Energia produzida e receitas correspondentes no primeiro ano do projeto para o modelo base e o cenário adicional com orientação ótima.	79
Tabela 34: Investimento para o modelo de negócio base e para o cenário adicional com orientação ótima.	80
Tabela 35: Indicadores económico-financeiros para o modelo de negócio base e para o cenário adicional com orientação ótima.	80
Tabela 36: Resumo dos períodos de retorno correspondentes a cada conjugação de anos considerando a evolução dos preços dos módulos fotovoltaicos e o preço da bateria.	81
Tabela 37: Investimento para o modelo de negócio base atualmente e em 2049.	82
Tabela 38: Indicadores económico-financeiros para o modelo de negócio base atualmente e em 2049.	82
Tabela 39: Balanço de receitas e despesas relacionadas com a venda/compra de energia para o cenário adicional sem bateria (rede).	82
Tabela 40: Balanço de receitas e despesas relacionadas com a venda/compra de energia para o cenário adicional sem bateria (sistema de gestão de carregamento) no primeiro ano do projeto.	83
Tabela 41: Investimento para o modelo de negócio base e para o cenário adicional sem bateria.	83
Tabela 42: Indicadores económico-financeiros para o modelo de negócio base e para o cenário adicional sem bateria (rede e sistema de gestão de carregamento).	84

Acrónimos

ESF	Energia solar fotovoltaica
EUA	Estados Unidos da América
PE	Parque de estacionamento
ROI	<i>Return-on-investment</i>
SOC	<i>State-of-charge</i>
TIR	Taxa interna de rentabilidade
V2G	<i>Vehicle-to-grid</i>
VAL	Valor atualizado líquido
VE	Veículo elétrico

Simbologia

Simbologia grega

$\beta_{\text{módulo}}$	Inclinação do módulo fotovoltaico [rad]
ΔE_n	Energia vendida/comprada no ano n [kWh]
ΔE_{nd}	Energia em excesso/défi ce no ano n para o dia característico d [kWh]
Δt^-	Tempo de estacionamento aproximado [hora]
ΔT_h	Diferença de temperatura absoluta entre o módulo e o ambiente na hora h [K]
δ	Declinação solar [rad]
η_{cabos}	Eficiência dos cabos
$\eta_{\text{global}h}$	Eficiência global de produção de ESF na hora h
η_{inversor}	Eficiência do inversor
$\eta_{\text{módulo fotovoltaico}}$	Eficiência do módulo fotovoltaico
$\eta_{\text{Tambiente}h}$	Eficiência associada aos efeitos da temperatura ambiente na hora h
ρ	Refletividade do solo
Ψ_a	Azimute [rad]
Ψ	Azimute real [rad]
$\Psi_{\text{módulo}}$	Orientação do módulo fotovoltaico [rad]
φ	Latitude [rad]
ω	Ângulo horário [rad]

Simbologia latina

$A_{\text{módulos}}$	Área de captação dos módulos fotovoltaicos [m ²]
AOI	Ângulo de incidência dos raios solares no plano inclinado [rad]
As	Altura solar [rad]
a	Taxa de atualização
ae	Taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos
B_i	Radiação direta no plano inclinado [W/m ²]
$C_{VEh_precedente}$	Consumo do carregamento dos VEs já a carregar por terem começado mais cedo o seu carregamento [kW]
C_{VE}	Consumo de um VE [kWh/km]
$C_{\text{carreg_casa}}$	Custo de um carregamento diário em casa do proprietário do VE [€]
c	Preço de venda/compra de energia [€]
$D_{\text{diária}}$	Distância média diária percorrida em Portugal [km]
$Despesas_{GPE_n}$	Despesas de gestão do PE no ano n [€]
$Despesas_{O\&M_n}$	Despesas de operação e manutenção no ano n [€]
$Despesas_n$	Despesas no ano n [€]
D_{horiz}	Radiação solar difusa no plano horizontal [W/m ²]
DNI	Radiação solar direta normal [W/m ²]
d	Dia característico (Primavera, Verão, Outono e Inverno)

$dia_{juliano}$	Dia juliano base da hora em questão
$dia_{juliano}_h$	Dia juliano de cada hora h do ano [dias]
$E_{VE_diária}$	Energia diária necessária para o carregamento [kWh]
$E_{VEtotal_diária_d}$	Consumo de energia dos VEs no tipo de dia d [kWh]
$E_{carreg_diária}$	Energia de carregamento necessária diariamente [kWh]
$Entradas_h$	Número de entradas de VEs na hora h
$E_{prod_n_d}$	Energia produzida no ano no ano n para o dia característico d [kWh]
E_{prod_1}	Energia produzida no ano 1 [kWh]
E_{prod_n}	Energia produzida no ano n [kWh]
$E_{produzidah_W}$	Energia produzida na hora h [Wh]
$E_{produzidah_kW}$	Energia produzida na hora h [kW]
F_{GPE}	Fator de peso das despesas de gestão do PE no investimento
$F_{O\&M}$	Fator de peso das despesas de operação e manutenção no investimento
G_h	Radiação solar global na hora h [W/m ²]
G_{horiz}	Radiação solar global no plano horizontal [W/m ²]
G_{NOCT}	Radiação solar em condições NOCT [W/m ²]
G_i	Radiação global no plano inclinado [W/m ²]
h	Hora
h^-	Mediana global
$h_{max}(Entradas)$	Horas em que se verifica maior número de entradas
$h_{max}(saídas)$	Horas em que se verifica maior número de saídas
$NOCT$	Temperatura da célula fotovoltaica nas condições NOCT [K]
$N_{total\ ocupação}$	Número total de veículos por hora ao longo de todo o dia
N_{VEh}	Número de VEs que pode começar a carregar na hora h
n	Ano decorrente no projeto
nd	Número de dias no ano correspondentes ao dia típico d
$Ocupação_h$	Número de veículos no parque na hora h
$Ocupação_{h+1}$	Número de veículos no parque na hora $(h+1)$
$P_{energia_6,9kW}$	Preço da energia para um tarifário com potência contratada de 6,9kW e
$P_{Pcontratada_5,75kW}$	Preço diário da potência contratada para 5,75kW [€]
$P_{Pcontratada_6,9kW}$	Preço diário da potência contratada para 6,9kW [€]
$P_{ligação}$	Potência de carregamento [kW]
$Receitas_n$	Receitas no ano n [€]
R_i	Radiação refletida no plano inclinado [W/m ²]
$Saídas_h$	Número de saídas na hora h
S_n	Venda/compra de energia no ano n [€]
T_{amb}	Temperatura ambiente [K]
T_{ambh}	Temperatura ambiente na hora h [K]
$T_{módulo_h}$	Temperatura do módulo fotovoltaico na hora h [K]
t	Tempo de vida do projeto [anos]
$t_{carregamento}$	Tempo de carregamento diário necessário [h]
$VAL_{acumulado}$	VAL acumulado no final do tempo de vida do projeto [€]

$VAL_{acumulado(n-1)}$	VAL no ano $(n-1)$ [€]
$VAL_{acumuladoY}$	VAL _{acumulado} no ano Y [€]
VAL_n	VAL no ano n [€]
VAL_{Y+1}	Balanço das despesas e receitas no ano $(Y+1)$ [€]
Y	Ano decorrido desde o início do projeto correspondente ao último VAL _{acumulado} negativo [anos]

Capítulo 1 - Introdução

1.1. Energia solar fotovoltaica

No topo da atmosfera da Terra, a energia proveniente do Sol tem uma densidade de 1366 W/m^2 , o que corresponde a $174\,000 \text{ TW}$ incidentes no planeta. Devido a fenómenos de absorção e dispersão na atmosfera, cerca de 70% desta energia atinge o solo, ou seja, $121\,800 \text{ TW}$ [1].

Esta energia não é uniformemente distribuída: varia com a posição geográfica do local, com a sazonalidade, com a hora do dia e com as condições meteorológicas. Em resultado, a energia solar média global que atinge o solo é de 183 W/m^2 [1].

A exposição à radiação solar é máxima nas zonas mais próximas do equador e no verão (Figura 1), e mínima nos polos do globo e no inverno. Ao longo do dia, devido ao movimento de rotação do planeta, a radiação solar apresenta um perfil semelhante ao mostrado na Figura 1. A forma e amplitude do perfil variam com a posição geográfica e a altura do ano [1].

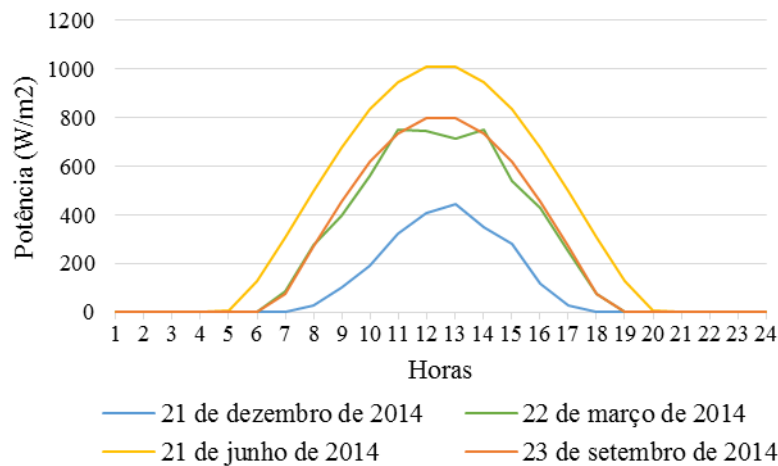


Figura 1: Perfil da radiação solar nos equinócios e solstícios em Lisboa em 2014.

O aproveitamento da energia solar divide-se em energia solar térmica e fotovoltaica. A primeira utiliza a radiação solar para produção de energia térmica, a qual é utilizada diretamente (por exemplo, em sistemas de aquecimento de água) ou como meio (por exemplo, para produção de eletricidade). O aproveitamento fotovoltaico, por outro lado, baseia-se na conversão direta da energia solar em eletricidade através de células fotovoltaicas. A energia elétrica produzida por uma única célula fotovoltaica não é significativa do ponto de vista do consumidor de energia e, por isso, as células são dispostas em conjunto e ligadas entre si em módulos fotovoltaicos.

A previsão do consumo total da população mundial em 2020 é de cerca de 20 TW e, apesar do recurso solar ser muito superior, como referido anteriormente, de forma a analisar o potencial de produção de energia solar fotovoltaica (ESF) numa dada região é necessário identificar os perfis de radiação solar na região e os perfis de consumo locais [2][3].

A exposição à radiação solar varia de acordo com a região a que nos referimos e, consequentemente, variam também as potencialidades de aproveitamento da ESF. Em locais onde a exposição solar é inferior, verifica-se uma maior discrepância entre os perfis de consumo e de produção de ESF [4]. Uma das razões para tal acontecer prende-se com o facto de, nessas regiões, não existir a necessidade de utilização de sistemas de arrefecimento quando a intensidade de

radiação solar atinge o seu pico. Por outro lado, em locais de elevada exposição à radiação solar, quando esta atinge o seu pico existe um aumento da temperatura ambiente, levando à utilização de equipamentos de ar condicionado, o que resulta num aumento do consumo elétrico nessa altura do dia. Portanto, devido à maior coincidência temporal entre os perfis solar e de consumo, o aproveitamento da ESF apresenta maiores potencialidades em regiões onde a exposição à radiação solar é superior, i.e., onde os perfis de consumo seguem melhor a curva de produção de energia solar [3].

Recentemente, tem-se verificado um aumento muito rápido da implantação de sistemas fotovoltaicos a nível global (Figura 2). Em 2013 a potência instalada mundialmente foi de cerca de 38 GW, representando um aumento da capacidade instalada de 38% face ao ano anterior.

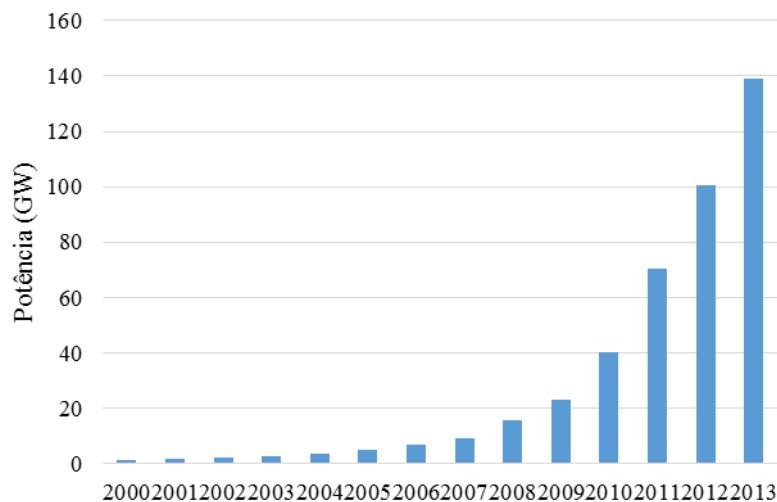


Figura 2: Evolução da capacidade instalada acumulada de ESF no mundo [83].

O investimento em ESF é o que tem crescido mais em termos relativos, como é possível verificar na Figura 2. Mantendo o ritmo atual, a tendência de evolução da ESF tem capacidade para superar as expectativas previstas para 2025, prevendo-se 750 TWh de energia produzida nesse ano, dos quais 360 TWh serão em países não pertencentes à Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE) [5].

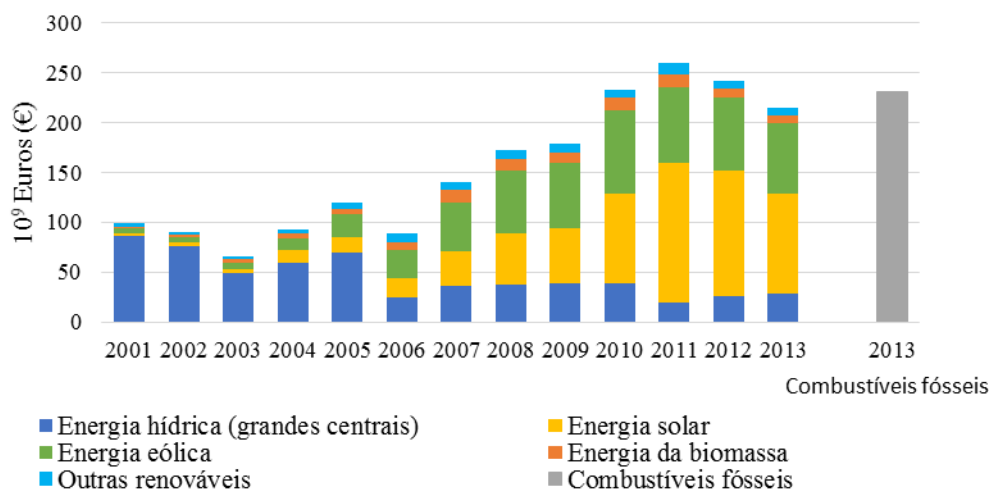


Figura 3: Evolução do investimento mundial em energias renováveis entre 2001 e 2013 [5].

À escala mundial, entre 2008 e 2012 observou-se uma diminuição de custos da tecnologia fotovoltaica de 80%. A partir de 2013, verificou-se uma tendência de estabilização do ritmo de decrescimento dos preços [5]. A Figura 4 ilustra este decaimento, no caso particular da Alemanha.

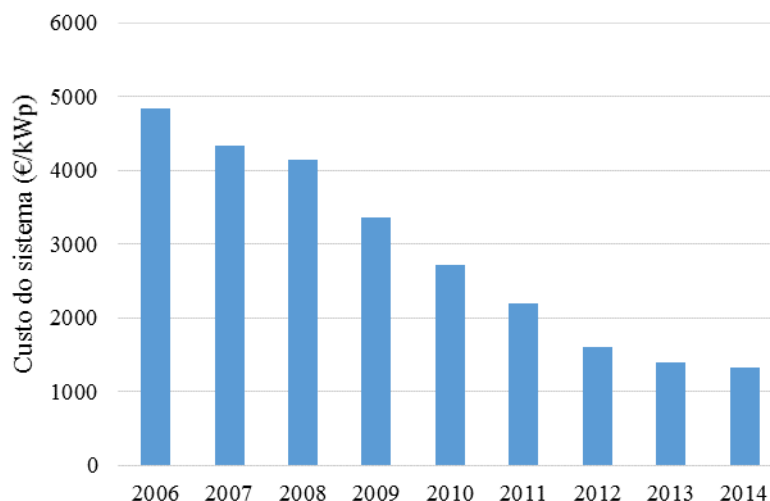


Figura 4: Evolução do custo médio de um sistema fotovoltaico na Alemanha entre 2006 e 2014 [89].

A tecnologia fotovoltaica apresentava, até cerca de 2013, elevados níveis de evolução em locais pioneiros na sua investigação, como a Europa e os Estados Unidos da América (EUA). Os países com maior capacidade fotovoltaica instalada em 2012 foram a Alemanha (cerca de 7,6 GW), a Itália (3,6 GW), a China (3,5 GW) e os EUA (3,3 GW), com os países europeus a liderar na capacidade instalada *per capita* [6].

Contudo, em 2013, verificou-se uma alteração nesta tendência, maioritariamente devido à lenta evolução da procura de energia, ao excesso de capacidade instalada, aos baixos preços associados às emissões de dióxido de carbono (CO₂) e ao aumento da penetração de renováveis nestes locais [5]. Em 2014, os líderes mundiais da capacidade fotovoltaica instalada foram a China (10,6 GW), o Japão (9,7 GW) e os EUA (6,2 GW); quanto aos países europeus, nesse ano os maiores mercados não instalaram tanta capacidade como nos anos anteriores: 1,9 GW e 0,4 GW na Alemanha e Itália, respetivamente [7]. Apesar desta desaceleração, a Europa mantém-se como o continente com maior capacidade fotovoltaica instalada, albergando os países com maior penetração de fotovoltaico no *mix* energético (entre 7 e 8% na Itália, Grécia e Alemanha) [7].

Atualmente, os países não pertencentes à OCDE lideram a penetração de ESF. Na Ásia, o mercado expandiu-se significativamente em 2013, representando cerca de 55% da potência instalada mundialmente nesse ano. Os protagonistas desta evolução foram a China e o Japão. Outros exemplos estão na América do Sul: o Chile é pioneiro na implementação de ESF sem apoios e no Brasil levou-se a leilão de venda de energia, pela primeira vez, centrais fotovoltaicas [5].

A rápida e contínua implantação da ESF assenta em parte considerável em políticas e incentivos de apoio às energias renováveis, como o estabelecimento de tarifas subsidiadas. No entanto, para um crescimento sustentável da implantação da ESF, a aplicação destas medidas de apoio deve ser efetuada de forma ponderada e informada, pois pode resultar num atraso da implementação da tecnologia por via do enfraquecimento da confiança dos investidores [5].

As políticas de apoio a energias renováveis com maior relevância são as tarifas subsidiadas, os incentivos fiscais e os certificados verdes transacionáveis [8].

As tarifas subsidiadas garantem a compra de energia renovável por valor fixo durante um período de tempo pré-estabelecido. Na aplicação desta política é necessário ter em conta que a redução pré-anunciada das tarifas pode levar a um pico de adoção de renováveis para aproveitar a tarifa anterior [8].

Os incentivos fiscais são isenção de impostos, créditos fiscais (por exemplo, no investimento inicial) ou impostos sobre o carbono. A isenção de impostos e os créditos fiscais promovem as energias renováveis pelas vantagens económicas de um investimento nesta área. Por outro lado, os impostos sobre o carbono aumentam o interesse nas energias renováveis por via do desincentivo de utilização de combustíveis fósseis [8].

Por último, os certificados verdes transacionáveis, definidos através do portfólio padrão de renováveis, permitem o aumento da fração de energia renovável produzida pelas companhias, proporcionando-lhes uma nova fonte de rendimento. Adicionalmente à venda da energia renovável produzida, as entidades recebem certificados por cada unidade de energia renovável produzida, que podem ser transacionados em mercado. Existem ainda outros mecanismos desta política de promoção da produção renovável, como é o caso do multiplicador de crédito aplicado nos EUA. Este multiplicador oferece ao produtor mais certificados verdes do que os correspondentes à unidade de energia limpa que o mesmo produziu [8].

As políticas mais adotadas pelos países europeus foram, primeiro, as tarifas subsidiadas e, segundo, os certificados verdes. Nos EUA, a política preferida é a dos certificados verdes, com tendência de crescimento das tarifas subsidiadas, dado o seu sucesso na Europa. Os incentivos fiscais são também adotados por diversos países como complemento de outras medidas, como no caso do Japão e da Alemanha [8]. Atualmente, observa-se na Europa uma tendência para apoios à instalação por via do autoconsumo¹.

Independentemente das políticas de incentivo à ESF, esta tecnologia já demonstrou generalizadamente o seu valor, possuindo um grande potencial de crescimento futuro.

1.2. Veículos elétricos

Atualmente, o setor dos transportes é constituído maioritariamente por veículos movidos a combustíveis fósseis com emissões de gases de efeito de estufa associadas. É, por isso, imperativo inverter este caminho. O consumo de energia no futuro tem tendência a aumentar e a energia utilizada nos transportes não é exceção. De forma a compatibilizar a satisfação da procura global de energia com a redução dos impactos negativos no ambiente, quer na produção quer no consumo, têm sido criadas metas de redução de emissões. Neste contexto, a União Europeia estabeleceu a meta de 80% de redução de gases de efeito de estufa (face a 1990) até 2050 [9].

No caso do setor dos transportes, a substituição dos veículos convencionais com motor de combustão interna por veículos elétricos (VEs) constitui um ponto essencial para o cumprimento das metas estabelecidas.

A base do funcionamento dos VEs é a eletricidade, existindo duas classes principais de VEs, os veículos exclusivamente elétricos e os híbridos.

¹ Sem subsídio, mas em que se evita o consumo da eletricidade a preço de consumidor final, valor muito superior ao do valor de retalho (*socket parity* por oposição a *grid parity*).

No caso dos veículos exclusivamente elétricos, a eletricidade é armazenada geralmente numa bateria, que fornece a eletricidade necessária ao motor do veículo [10]. Uma vez que utilizam somente eletricidade no seu funcionamento, a capacidade da sua bateria é muito importante, possibilitando presentemente autonomias de 120 a 390 km. A velocidade máxima típica é de 200 km/h [11]. Ainda que os veículos com células de combustível sejam também considerados VEs, no âmbito deste projeto não são relevantes, e por isso não serão abordados.

Os veículos híbridos têm dois motores, um de combustão interna e um elétrico. Separam-se em dois géneros: os que permitem uma ligação à rede elétrica e os que o não permitem.

Os primeiros são os veículos híbridos *plug-in* (PHEV), cuja bateria pode ser carregada de duas formas: através de uma ligação à rede elétrica ou de travagem regenerativa (energia cinética armazenada sob a forma de eletricidade) [10][11][12]. Este tipo de VEs pode operar apenas com o motor de combustão interna, com o motor elétrico ou pode funcionar através de uma combinação de ambos. Os veículos híbridos *plug-in* podem apresentar três tipos de configurações que resultam em formas de funcionamento distintas: em série, em paralelo ou uma alternância entre estas duas. Enquanto um VE com configuração em série só permite que a energia utilizada para a condução do veículo seja proveniente do motor elétrico, a configuração em paralelo permite a utilização simultânea dos dois motores [11].

No caso dos veículos que não permitem uma ligação à rede elétrica, híbridos não *plug-in*, os dois motores são utilizados em diferentes situações, de forma a otimizar a eficiência do veículo através da sua combinação. Como o motor de combustão interna é o fator determinante na eficiência geral do veículo, pois é muito menos eficiente que o motor elétrico, nos regimes em que a sua eficiência desce para mínimos (no funcionamento a baixa velocidade), o motor elétrico entra em funcionamento [11][13]. Assim, o motor elétrico é responsável pelo arranque do veículo, pelo seu funcionamento a baixas velocidades e por alguma aceleração, enquanto o motor de combustão interna entra em funcionamento em regimes mais próximos do nominal, nas acelerações mais rápidas e no recarregamento da bateria quando tal é necessário [11][13]. Deste modo, a utilização do motor de combustão interna é minimizada e o mesmo só opera em situações em que a sua eficiência toma valores mais elevados. A bateria destes veículos é carregada através do motor de combustão interna ou dos seus travões regenerativos. A autonomia destes veículos é muito elevada porque o desempenho do motor de combustão interna melhora significativamente quando acoplado ao motor elétrico. A autonomia encontra-se, assim, no intervalo entre 900 e 1200 km, sendo a sua velocidade média máxima de 170 km/h [11].

Para o carregamento das baterias dos VEs que permitem ligação à rede, é necessário infraestruturas de apoio ao carregamento, que pode ser rápido ou lento. O tipo de carregamento disponível depende das condições de corrente e tensão oferecidas pelas estações de carregamento.

Neste trabalho, a abreviatura VEs corresponde a veículos com possibilidade de ligação à rede para carregamento da bateria, híbridos ou puramente elétricos.

A mobilidade elétrica tem diversas vantagens: económicas para os utilizadores dos veículos, ambientais e para o sistema electroprodutor, como se explica a seguir.

- Económicas: Como o preço do petróleo é muito instável e oscilante, o preço do combustível fóssil para um veículo a combustão interna também o é, tornando o custo da alternativa aos VEs muito incerto. Apesar do preço da eletricidade ter tendência a ser mais estável, a grande diferenciação de custos para os VEs baseia-se no preço da eletricidade ser, e provavelmente continuar a ser, inferior ao dos combustíveis fósseis. Tal proporciona um custo de funcionamento dos VEs, para além de mais previsível, consideravelmente inferior, representando uma clara vantagem económica para o seu proprietário.

- Ambientais: A utilização de VEs, sobretudo se utilizando eletricidade gerada a partir de fontes de energia renováveis, faz diminuir as emissões de gases de efeito de estufa, uma vez que a sua condução não implica emissões locais e o seu carregamento através da rede elétrica tem implícitas, normalmente, menos emissões que as associadas aos veículos de motor de combustão interna [11][14]. As emissões associadas aos VEs serão tanto menores quanto maior for a fração de energia renovável no seu carregamento; ou seja, quando o carregamento é efetuado exclusivamente através de eletricidade renovável, as emissões de um VE são zero². Contudo, o sistema elétrico de que provém a energia para o carregamento dos VEs pode ser fortemente baseado em fontes de energia fóssil e ser muito pouco eficiente, e neste caso pode não existir vantagem ambiental [15]. Do ponto de vista estritamente urbano, o VE é sempre vantajoso por não apresentar emissões de poluentes locais com potenciais impactos na saúde e por ser mais silencioso.
- Benefícios para o sistema electroprodutor: Os VEs poderão ser vistos do ponto de vista da rede como cargas despacháveis e até mesmo unidades de armazenamento, o que possibilita uma oportunidade de estabilização da rede e aumento da sua flexibilidade, aproximando o perfil de consumo ao de produção [16]. A flexibilidade de um sistema electroprodutor é muito importante, traduzindo a capacidade de redução da produção convencional sem graves penalizações económicas [16]. Assim, a resposta rápida do sistema para compensar as variações quer do consumo quer da produção de energia é essencial para manter o seu equilíbrio. Como as centrais térmicas têm uma resposta demorada (*'ramp up'* e *'ramp down'*), o armazenamento referido representa um bom apoio adicional, já que a sua resposta é quase instantânea. Na forma de unidades despacháveis e de armazenamento, os VEs poderão vir a assumir um papel significativo no equilíbrio dos sistemas electroprodutores com significativa penetração de fontes não despacháveis de energia renovável. Neste contexto, o carregamento de VEs poderá ser utilizado para absorver a energia produzida em excesso por estas fontes, não obrigando a reduzir a sua produção e evitando-se ainda a sobrecarga na rede, já que o carregamento dos VEs pode ser deslocalizado para períodos de baixa procura de energia [17][18]. Deste modo, os VEs absorvem a energia produzida em excesso, e colmatam as lacunas de consumo, conseguindo aproximar os valores dos períodos de pico dos valores de vazio, levando à estabilização do sistema e ao melhoramento do seu comportamento, o que resulta numa maior eficiência e qualidade de potência [11][19][20]. Estes benefícios são conseguidos não só porque é feita uma otimização da gestão da produção, mas também porque a penetração de VEs na rede pode fornecer uma importante ajuda no que toca à reserva de capacidade girante, regulação da tensão e frequência [11][19][20].
Todavia, o carregamento de VEs pode ter efeitos negativos na rede elétrica se for não controlado. O aumento súbito de carga pode originar picos para os quais a rede não está preparada, resultando na sua sobrecarga. Desta forma, os problemas do carregamento descontrolado dos VEs são a destabilização do sistema electroprodutor, a sobrecarga e sobreaquecimento dos equipamentos do sistema elétrico, as perdas de potência, a distorção harmónica e a consequente degradação da qualidade de potência [11][21].

² Não considerando, naturalmente, a energia que foi utilizada no seu fabrico ou no seu processamento em fim de vida.

Quanto à penetração no mercado dos VEs, existem alguns obstáculos. Esta está muito dependente das infraestruturas necessárias, como os postos de carregamento das baterias, e da aceitação da tecnologia. Neste campo, os fatores mais críticos são o elevado custo e a baixa autonomia [22]. Ambos os obstáculos têm origem na bateria, já que esta é determinante no custo inicial do veículo e na sua autonomia. Tipicamente, as baterias utilizadas são de hidreto de metal de Níquel (NiMH) e de iões de lítio (*Li-ion*); estas últimas são as mais promissoras por proporcionarem uma maior autonomia e velocidade, apesar de não suportarem descargas tão profundas como as de NiMH para o mesmo número de ciclos de carga/descarga [11]. No entanto, a conjugação do custo da bateria com a sua baixa autonomia, quando comparada com veículos convencionais, leva a que parte do mercado rejeite o VE. O preço das baterias tem vindo, contudo, a decrescer: em 2013 decaiu significativamente, tendo passado de 432 €/kWh (em 2012) para 356 €/kWh, prevendo-se que continue a descer até 2020, atingindo cerca de 267 €/kWh [5].

O grande passo para um setor automóvel menos dependente de combustíveis fósseis passa, assim, pela penetração em larga escala dos VEs. Apesar das grandes expectativas nesta área, com a previsão da existência de 80 milhões de VEs em circulação no mundo em 2025 (cenário 2DS), os resultados observados não têm sido entusiasmantes. Em 2013, venderam-se cerca de 350 000 VEs, representando um aumento de 50% entre 2012 e 2013. Deste modo, para que a meta de 2025 seja atingida, é necessário que as vendas anuais subam 80%. A Holanda, Noruega e EUA são dos países com maior penetração de VEs, cerca de 1% em 2013. Deste grupo, os EUA têm a maior fatia, cerca de 100 000 veículos, valor muito próximo do verificado no ano anterior. A penetração dos VEs poderá depender da implementação de estratégias políticas que fomentem a aquisição da tecnologia: estas podem passar, por exemplo, por incentivos fiscais ou subsídios à compra [5].

Quanto às infraestruturas de apoio, em 2013, a instalação de estações de carregamento normal cresceu 27% e de carregamento rápido 67% [5].

Em suma, apesar de alguns obstáculos, a penetração em larga escala de VEs é expectável devido aos seus benefícios. É, contudo, necessário aprofundar soluções para a promoção da tecnologia. Por exemplo, para permitir que mais veículos possam carregar simultaneamente sem destabilizarem o sistema elétrico, existem algumas opções que podem ser tomadas. O reforço do sistema elétrico, a produção distribuída de energia para o carregamento dos VEs ou estratégias evoluídas de carregamento são exemplos dessas medidas [21][23][24].

1.2.1. Carregamento inteligente

Como foi exposto, planos de carregamento apropriados são importantes para integração dos VEs na rede, classificando-se em: carregamento sem controlo e carregamento programado para certos períodos do dia ou carregamento otimizado de acordo com determinados critérios [14][24][25]. Este último ilustra um carregamento inteligente (*smart charging*), o qual tem como premissa o controlo do carregamento pelo operador do sistema elétrico, tendo em conta critérios como a satisfação das necessidades de locomoção dos condutores, o preço da energia e outros parâmetros importantes na gestão da rede (reserva e qualidade de potência, estabilização da rede, etc.) [14].

O carregamento inteligente é o mais promissor: o carregamento ocorre em horas de baixa procura de eletricidade (ou seja, quando existe excesso de capacidade e, por conseguinte, os preços são reduzidos), garantindo ao mesmo tempo que o veículo tem carga quando necessita de ser usado. Para além disso, este carregamento não exige investimentos adicionais de reforço da produção e das redes de transmissão e distribuição, o que seria necessário no caso da aplicação de um plano sem controlo [14].

A otimização da integração de VEs na rede elétrica e a ultrapassagem de alguns dos obstáculos mencionados pode passar por uma nova funcionalidade nos VEs: além de absorverem energia da rede elétrica, podem também injetar – conceito de *vehicle-to-grid* (V2G).

O conceito de V2G baseia-se na troca bidirecional de energia entre o veículo e a rede. O veículo armazena energia da rede fornecendo-a mais tarde, de acordo com o que for conveniente no momento. Tal proporciona à rede uma maior flexibilidade e fiabilidade; uma maior facilidade no equilíbrio da procura com a oferta; simultaneamente, pode possibilitar receitas ao proprietário do veículo. O V2G necessita de um sistema de gestão inteligente que controla o carregamento dos veículos, levando a que os mesmos sejam carregados quando há excesso de produção (preços mais reduzidos) e forneçam energia à rede nas horas de pico de consumo (preços mais elevados) [18][26].

A implementação da tecnologia V2G pode ser feita de diferentes formas. Uma abordagem possível é considerar uma entidade agregadora que tem como objetivo estabelecer a ligação entre os proprietários dos veículos e o mercado de energia. Outra abordagem é admitir que os proprietários dos veículos comunicam individualmente com o gestor de rede e com os produtores de energia de forma a minimizar o preço que pagam pela energia. Esta última estratégia implica uma complexidade elevada no que toca à gestão do sistema de energia, à segurança e ao seu controlo [19].

A penetração do V2G no sistema elétrico pode contribuir para uma estabilização do sistema melhor do que a conseguida através de VEs convencionais; por exemplo, com V2G é possível satisfazer parte dos picos de consumo [17][26].

Uma das características mais importantes num sistema electroprodutor é a fiabilidade, uma vez que na sociedade é essencial garantir a distribuição e fornecimento de eletricidade. A fiabilidade é consequência da estabilidade do sistema, ou seja, do equilíbrio entre a procura e a oferta. Um dos parâmetros importantes que traduz a estabilidade é a frequência da rede. Sempre que existe uma diferença entre a produção e o consumo, a frequência da rede sofre alterações e, de forma a compensá-las, as reservas de potência são ajustadas. Geralmente, estas reservas de potência são de origem fóssil, pelo que, para o sistema electroprodutor evoluir de forma sustentável e permitir uma grande penetração de energias renováveis, é necessário encontrar um substituinte limpo destas reservas [27].

Sabendo que mais de 90% do tempo os automóveis estão estacionados e que nessas alturas poderão, se elétricos, estar ligados à rede, as suas baterias podem ser consideradas sistemas tampão de energia e potência, suportando a rede e participando ativamente na sua estabilização [26][28]. Assim, uma das alternativas para a substituição de reservas fósseis é o V2G que, ao operar como reserva de potência, permite um melhor controlo da frequência da rede, contribuindo para a sua fiabilidade. A utilização do V2G é também vantajosa porque oferece uma resposta muito mais rápida do que as reservas fósseis, como já foi mencionado na secção anterior [27].

A penetração em larga escala de VEs requer V2G; por outro lado, para que faça sentido o desenvolvimento desta tecnologia, é necessário que existam VEs suficientes. A resolução deste paradoxo passa pelo estabelecimento de políticas públicas que promovam a implantação dos VEs.

A implantação do V2G depende do amadurecimento da tecnologia e das infraestruturas de carregamento disponíveis, bem como do desenvolvimento de padrões e de regulação na área. Depende também do seu custo, uma vez que obriga a um maior número de ciclos de carga e descarga da bateria, causando uma degradação mais rápida da mesma, o que é visto como o maior entrave à adoção desta tecnologia [14][19].

1.2.2. Parques de estacionamento inteligentes

Os automóveis estão estacionados a maior parte do tempo, frequentemente em parques de estacionamento (PEs), o que lhes confere um grande potencial para carregamento de VEs. Para evitar um carregamento descontrolado, têm vindo a ser desenvolvidas abordagens sobre o papel de infraestruturas de carregamento com capacidade de controlo, como o caso de PEs inteligentes.

O conceito de PE inteligente tem como base a aglomeração de VEs como um conjunto de unidades de armazenamento de energia (baterias dos VEs). O seu objetivo passa por maximizar os benefícios dos proprietários dos veículos e do PE (receitas) e do sistema elétrico (estabilização) [29]. O operador de um PE inteligente tem a possibilidade de controlar a carga dos veículos, respeitando os critérios previamente estabelecidos pelos seus proprietários [18] – o proprietário pode, por exemplo, definir o estado da bateria (*state-of-charge*, SOC) que pretende quando retira o veículo do PE; a partir daí, o operador do PE pode escalonar o carregamento da forma que mais lhe convier. O utilizador do VE pode ainda definir qual o intervalo de preços que pretende tanto para a compra da energia à rede como para a venda da mesma [29][30].

O funcionamento deste género de PEs baseia-se num sistema de gestão de energia que mantém a comunicação entre os seus diferentes elementos, permitindo a receção e o envio de informação entre os VEs e o parque. O parque recebe as características associadas ao carregamento de cada VE (permanência no PE, o SOC inicial e o requerido no final, especificações da bateria e preferências do proprietário, como os intervalos de preço requeridos para a compra e venda de energia) e o preço da energia de mercado aberto. Perante as informações recebidas e os constrangimentos previamente estabelecidos, o sistema de gestão de energia otimiza o escalonamento dos carregamentos/descarregamentos dos VEs [18][29][30].

1.3. Articulação de energias renováveis e veículos elétricos

Os sistemas electroprodutores convencionais, na sua maioria, são muito dependentes de fontes de energia não-renovável. No entanto, a preocupação com o ambiente é cada vez mais um argumento para tomar decisões responsáveis, já que a utilização de combustíveis fósseis como fonte de energia não é viável a longo-prazo³. Deste modo, o modelo atual terá que evoluir e sofrer fortes modificações no que se refere à produção de base para se tornar sustentável. Estas alterações passarão pela incorporação de uma forte componente renovável [31].

O sistema electroprodutor assegura o constante equilíbrio entre a procura e a oferta de eletricidade, de forma a gerar o menor excesso possível de energia e, simultaneamente, satisfazer a procura. Uma vez que as fontes de energia renovável não são despacháveis, a sua integração no sistema electroprodutor apresenta desafios técnicos, nomeadamente o de encaixar os perfis de produção das energias renováveis nos perfis de consumo, tendo em atenção a variabilidade destas fontes quer a nível espacial quer temporal (sazonal, diária, horária) [16]. Este encaixe poderá ser conseguido através da incorporação de novas cargas de consumo flexíveis, como eventualmente os VEs.

Os desafios associados à integração de energias renováveis e VEs na rede elétrica podem ser ultrapassados com uma correta articulação entre estas duas áreas. Por exemplo, o potencial efeito negativo na rede elétrica do carregamento de VEs em períodos de pico de consumo pode ser minimizado pela utilização de ESF, que é produzida nesses horários (i.e., a meio do dia); porém, se a energia produzida for insuficiente, este carregamento poderá implicar uma sobrecarga do

³ Em junho de 2015, o G7 anunciou ter decidido eliminar a utilização de combustíveis fósseis até 2100 [80].

sistema [23][17]. Deste modo, torna-se essencial conjugar os perfis de produção das energias renováveis mais promissoras para esta aplicação com os perfis de carregamento dos VEs.

De seguida, compara-se a conjugação do carregamento de VEs com duas fontes de energia renovável distintas, a energia eólica e a ESF. Apesar de no presente trabalho se dar ênfase à utilização de ESF, é importante analisar as alternativas que existem, e a energia eólica apresenta um potencial de conjugação com o VE importante. Estas duas tecnologias têm perfis distintos de produção, permitindo abordagens diferentes quanto às possibilidades de carregamento de VEs.

A conjugação com a energia eólica, numa análise mais tradicional, aparenta vantagens superiores às da conjugação com a ESF, uma vez que o seu pico de produção se dá em horas de vazio, i.e., no período noturno [31][32]. Por conseguinte, a introdução de carga neste período e o aproveitamento do excesso de energia criado levaria a uma maior estabilização do diagrama de consumo. Todavia, como este carregamento é mais favorável para a estabilidade da rede, tendem a ser tomadas medidas que incentivam o cliente a carregar nestes períodos (ou desincentivam a carregar em períodos de ponta e cheia), o que possibilita um elevado aumento da procura nestes períodos [32]. Isto é, os incentivos para o carregamento dos VEs durante a noite podem resultar num aumento excessivo de carga, criando um novo pico de procura de energia que pode destabilizar o sistema elétrico, ao invés de o tornar mais estável como seria o objetivo inicial dessas medidas.

O carregamento diurno de VEs pode ser feito com base em ESF, dado o seu perfil de produção, admitindo-se que o carregamento neste período se faz frequentemente nos locais de trabalho ou em parques de estacionamento, em horário laboral [31]. A ESF permite reduzir as necessidades de produção do restante sistema elétrico e satisfazer as necessidades de carregamento de VEs quando a penetração destes não é elevada [23].

As duas abordagens foram comparadas para um cenário do ano 2050 no que toca à redução de emissões de gases de efeito de estufa – 83,5% para o cenário baseado em eletricidade solar e 77% para o baseado em eletricidade eólica – e excesso de energia produzida – 7,1% e 8,3% para os mesmos cenários, respetivamente. Deste modo, verifica-se que a ESF é mais vantajosa, levando a uma redução das emissões mais significativa, permitindo cumprir as metas para 2050 referidas na Secção 1.2. Dados estes pressupostos, é preferível ESF para o carregamento de VEs [31].

Em conclusão, um sistema electroprodutor baseado em ESF tem vantagens, para o próprio sistema e para o mercado; contudo, é necessário estudar bem os impactos na rede que a utilização de ESF em conjunto com o carregamento de VEs implica [23].

A otimização da integração de ESF com VEs no sistema electroprodutor representa um problema complexo de gestão da produção de ESF e da capacidade de absorção e de injeção de potência por parte dos VEs. A sua abordagem implica uma rede inteligente.

O conceito de rede inteligente (*smart grid*) tem um papel fundamental na integração de fontes de energia renovável e de VEs na rede elétrica: proporciona uma grande flexibilidade ao sistema electroprodutor, possibilitando a introdução de fontes de energia com grande variabilidade. Este tipo de rede representa uma solução para a estabilização do sistema elétrico através do controlo do comportamento das fontes de energia variáveis e do controlo das cargas, permitindo uma diminuição dos picos de consumo. Além disto, as redes inteligentes tendem a maximizar as receitas geradas através do controlo das cargas despacháveis e da produção de energia distribuída [18].

Uma *smart grid* pode ser implementada com interligação a uma rede elétrica principal ou pode funcionar isoladamente, dependendo não só da sua dimensão mas também dos perfis de produção e de consumo locais [33]. No caso de se considerar uma rede isolada, a capacidade de reserva

girante da mesma tem de ser assegurada apenas pelas suas fontes distribuídas. Numa rede não isolada, esta reserva pode provir da rede elétrica principal, tornando-se dependente da mesma mas minimizando os custos em determinados períodos [18].

A base de uma rede inteligente assenta na comunicação entre os diferentes componentes da mesma; é, portanto, necessário conhecer em tempo real as ofertas de energia e de capacidade de reserva girante, bem como o estado do sistema de armazenamento (se este se encontra em regime de carregamento ou de descarregamento) e da produção distribuída, controlando cargas e fontes [18]. O conceito de PE inteligente com incorporação de energias renováveis pode funcionar no contexto de uma rede inteligente independente da rede principal, dada a existência de unidades de armazenamento de energia e fontes variáveis.

1.3.1. Parques de estacionamento solares

Um parque de estacionamento solar é um PE com instalação fotovoltaica. Neste trabalho, considera-se que a energia produzida é usada para carregamento de VEs. Os parques de carregamento solar podem também existir em praticamente qualquer lugar e têm algumas particularidades comparativamente com os convencionais: os solares proporcionam um carregamento quase limpo, ou totalmente limpo no caso de não se recorrer à rede, e sombra para os veículos [34]. Estes parques podem servir de incentivo a uma maior penetração da ESF e da mobilidade elétrica, podendo funcionar isolado ou ligado à rede elétrica.

No caso do funcionamento isolado, a ESF produzida pode ser utilizada apenas para o carregamento de VEs, sendo o excedente utilizado para consumo nas instalações do parque.

Por outro lado, os parques ligados à rede permitem não só um carregamento de energia limpa para os VEs como também possibilitam à rede utilizá-los como um centro de produção e armazenamento de energia descentralizado. Dependendo do modelo de negócio selecionado pelo operador do parque, a energia produzida pode: (1) ser utilizada primeiramente para o carregamento dos VEs e o excedente vendido à rede (para suprir picos de consumo na rede ou ajudar na estabilização do diagrama de produção); (2) ser vendida à rede quando é preciso, e nas restantes alturas ser utilizada para o carregamento dos VEs. O PE pode ainda considerar-se um armazém de energia caso exista a necessidade de escoamento de energia por parte da rede.

1.4. Motivação

Perante este contexto, torna-se evidente a necessidade de soluções menos poluentes do meio ambiente e que facilitem a integração de energias renováveis na rede elétrica. Por um lado, a substituição dos veículos a combustão interna por VEs pode solucionar a diminuição das emissões poluentes; por outro lado, os centros de produção de energia distribuídos permitem uma maior flexibilidade para o sistema electroprodutor.

A massificação dos VEs pode ser muito prejudicial para a estabilização do sistema electroprodutor ao representar uma elevada carga de consumo pouco previsível, como já referido. Deste modo, a supressão desta carga com energia renovável descentralizada representa uma grande vantagem para a rede elétrica. Esta situação pode ser conseguida através de parques de estacionamento solares.

Assim, a ideia base deste trabalho passa pela criação de um ponto de produção e utilização de ESF para o carregamento de veículos não poluentes. Deste modo, torna-se essencial analisar a correspondência entre a produção de energia solar fotovoltaica e as necessidades dos proprietários de VEs.

Neste estudo pretende-se analisar o potencial de parques de estacionamento solares através da apresentação de um caso de estudo: o parque de estacionamento da estação de comboios da *Fertagus* no Pragal, junto a Almada. Através da descrição do recurso solar e da utilização do parque, analisa-se o potencial do aproveitamento energético com o dimensionamento de uma instalação fotovoltaica para carregamento dos veículos estacionados. Seguidamente, criam-se vários cenários para determinar a viabilidade do projeto.

1.5. Estrutura da tese

Este trabalho está estruturado da seguinte forma:

- Capítulo 2: como forma de enquadramento dos estudos já existente sobre o tema, será apresentado o estado da arte da utilização de ESF e do carregamento de VEs.
- Capítulo 3: será descrita a metodologia da análise energética e económico-financeira.
- Capítulo 4: serão apresentados os resultados correspondentes à análise energética e financeira.
- Capítulo 5: serão apresentadas as conclusões retiradas do estudo efetuado.

Capítulo 2 - Estado da arte

Uma compreensão adequada do tema em estudo exige não só a sua contextualização (Capítulo 1), como também o conhecimento de estudos prévios de referência relacionados. Esta secção responde a essa necessidade, apresentando uma sùmula do estado da arte na integração de ESF e VEs.

2.1. Integração de ESF na rede

Em [16], é analisado o impacto da penetração de ESF no sistema electroprodutor do Texas (ERCOT), EUA. O perfil diário da produção de ESF coincide com o pico de consumo, o que potencia a sua utilização. A Figura 5 (à esquerda) mostra como a ESF é, em períodos de pico de consumo, uma solução para diminuir as necessidades de produção de energia através de fontes convencionais, suavizando o perfil do diagrama diferencial de carga (*net load*); no entanto, dependendo da altura do ano considerada, este aproveitamento pode não ser benéfico para a rede. Quando o consumo apresenta valores baixos, a presença de ESF no sistema leva a instabilidades na rede, uma vez que o diagrama diferencial de carga passa a apresentar um vale mais acentuado do que o pico de consumo anteriormente existente (Figura 5, à direita). Esta variação no perfil de consumo obriga as produções de base a reduzirem a sua potência, o que implica significativas penalizações económicas. Estas penalizações serão tanto maiores quanto menos flexíveis forem essas fontes [16].

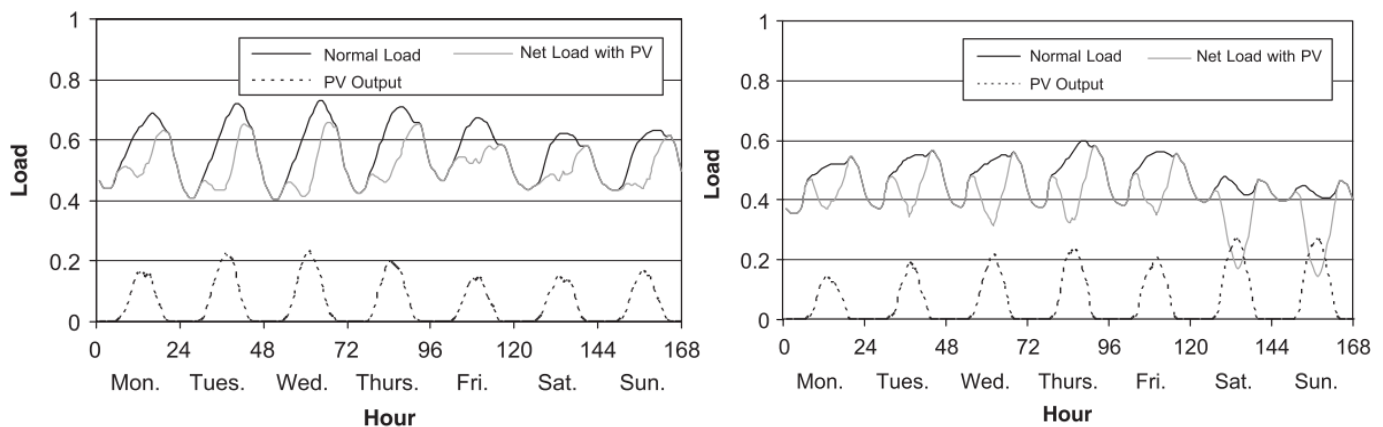


Figura 5: Correspondência do perfil de produção de ESF e de procura no ERCOT durante uma semana em Junho de 2000 (à esquerda) e em Março de 2000 (à direita). Para os períodos representados, considerou-se uma penetração de ESF correspondente a 10% da procura anual de energia [16].

No ERCOT, a integração de ESF implica um estudo particularmente cuidado, já que este sistema é muito limitado do ponto de vista da flexibilidade, pois as suas centrais de produção de base são nucleares e de carvão, cujos arranque e paragem demorados acarretam penalizações económicas. Consequentemente, a estabilização do diagrama de carga diferencial é muito importante. Mesmo uma baixa penetração de ESF neste sistema proporciona uma diminuição do consumo diferencial, fazendo estabilizar a procura em períodos de alto consumo energético (como no verão, devido ao funcionamento dos sistemas elétricos de arrefecimento – Figura 5, à esquerda); porém, em períodos de menor procura, poderá existir excesso de produção de base (por exemplo, caso se duplicasse a penetração de ESF nas condições da Figura 5 à direita, verificar-se-ia um excesso de produção) [16].

Em [35], são analisados os impactos na rede de distribuição de baixa tensão provocados pela integração de um sistema fotovoltaico de 7,2 kW_p, para um caso de estudo na Malásia. A sua integração implica desafios técnicos, existindo cerca de 50% de probabilidade de ao longo do dia a integração do sistema fotovoltaico exceder o limite previsto de tensão da rede. Para quantificar a instabilidade na tensão utiliza-se um fator de desequilíbrio, considerando-se o seu intervalo de referência aceitável de 2%. Como se pode observar na Figura 6, o fator de desequilíbrio não é respeitado, maioritariamente nas alturas máximas de produção de ESF. Outro parâmetro essencial para a avaliação é a flutuação de potência e os *flickers*⁴ associados. De modo a avaliar estes fatores, recorre-se à análise dos *flickers* de longo e curto-prazo, averiguando se estes se encontram dentro dos limites preconizados. Os resultados obtidos demonstram que 65% das vezes o limite de longo-prazo é ultrapassado, enquanto o de curto-prazo é sempre excedido. As consequências são danos, mau funcionamento e redução da eficiência e do tempo de vida dos equipamentos ao longo de toda a extensão da rede [35].

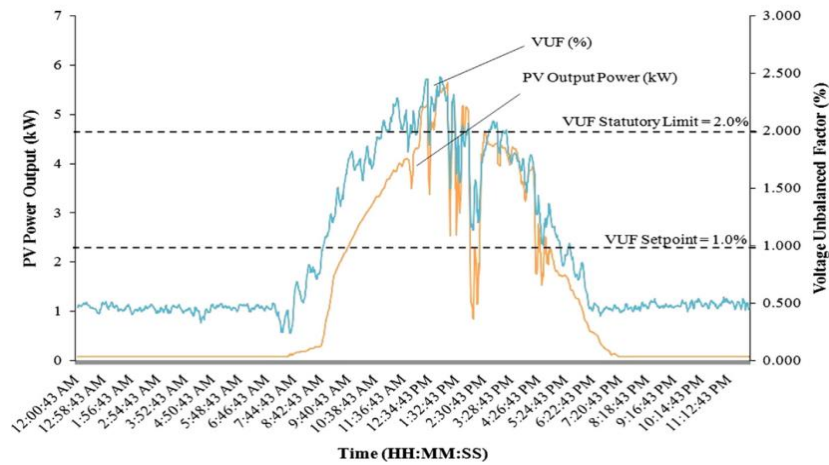


Figura 6: Exemplo de produção fotovoltaica e fator de desequilíbrio [35].

Resumindo, devido às instabilidades na rede criadas pela introdução de fontes de energia renovável variáveis no tempo, torna-se imprescindível uma solução que permita uniformizar o diagrama de carga diferencial e absorver a produção renovável [17][23]. Para uma maior penetração de energias renováveis variáveis no sistema electroprodutor, é necessária uma maior flexibilidade do mesmo, que pode ser conseguida através de cargas despacháveis e do armazenamento de energia que, como já mencionado, pode ser conseguido através da introdução de VEs na rede [16].

2.2. Integração de VEs na rede

A mobilidade elétrica, como referido na Secção 1.2, tem vantagens; é todavia imprescindível avaliar o impacto dos VEs na rede. Na sua análise é preciso ter em conta vários parâmetros, entre os quais se encontram as características do carregamento (padrões sazonais e diários) e a penetração de VEs [25]. O impacto da integração de VEs na rede pode ser avaliado através de programas de simulação e previsão, sublinhando-se em [25] a importância das simulações dinâmicas de trânsito de potência.

Em [28], é testado para o Brasil um modelo de desincentivo do consumo de eletricidade em horas de pico, tornando-a mais cara nestes períodos. Devido à grande dimensão da rede, prevêem-se problemas na sua estabilização, razão pela qual este estudo é essencial no planeamento do

⁴ *Flickers* são oscilações na intensidade de fontes de iluminação causadas pela flutuação de tensão [81].

reforço da rede. Analisaram-se duas estratégias distintas: (1) simulação do carregamento dos VEs em horas de vazio e o seu descarregamento (entrega de energia à rede) em horas de pico; (2) os VEs são remunerados por estarem ligados à rede, fornecendo capacidade no caso de picos de procura.

Com a primeira estratégia, verifica-se a criação de dois novos picos de consumo em redor do pico que se pretendia mitigar. Apesar de os proprietários dos veículos auferirem receitas não desprezáveis, esta estratégia não resulta necessariamente na estabilização da rede. Já a segunda abordagem permite uma maior estabilização da rede devido ao controlo da bateria dos veículos, que fornece energia à rede apenas quando a procura é excessiva [28].

A avaliação do impacto de diferentes penetrações de VEs no reforço da rede elétrica e nas perdas adicionais de energia associadas é analisada em [36]. Os valores obtidos neste estudo são comparados com um cenário de referência em que não é considerada penetração de VEs. Conclui-se que é necessário um acréscimo de 19% no investimento na capacidade da rede nas horas de pico, podendo ser diminuído entre 60% e 70% com a aplicação de planos de carregamento inteligente. O investimento adicional mencionado pode ainda ser reduzido com a deslocação da carga associada ao carregamento dos VEs das horas de pico e cheia para as horas de vazio. Em relação às perdas de energia, estas crescem com o aumento da penetração de VEs na rede elétrica, tendo o seu máximo nas horas de vazio (cerca de 40% de perdas adicionais de energia) [36].

A integração de VEs na rede elétrica e a consequente substituição de veículos de motor de combustão interna por VEs resulta numa carga extra para a rede, mas em simultâneo numa redução das emissões de gases de efeito de estufa. Esta redução é dependente do *mix* energético do sistema elétrico existente em cada região.

A título de exemplo, para ser possível perceber melhor qual a redução de emissões para diferentes *mixes* energéticos, em [37] testam-se três locais: Nova Iorque e Minneapolis, nos EUA, e Madrid, em Espanha. Em Nova Iorque, a redução de emissões devida à substituição de um veículo convencional por um VE é de 86%; em Minneapolis assume o valor de 62% e em Madrid 75%. Estas diferenças são justificadas com os distintos níveis de penetração de energias renováveis no sistema em questão (em 2011): em Nova Iorque a penetração de renováveis é muito elevada, 62%; em Madrid, é inferior, cerca de 34%; em Minneapolis, cerca de 5%, em virtude do sistema baseado em centrais térmicas a carvão.

Para além da redução de emissões, a substituição de veículos convencionais por VEs implica uma redução na energia primária consumida, já que os motores elétricos têm uma eficiência muito superior aos de combustão interna. A poupança é de 75% no caso de Nova Iorque, de 53% para Madrid e de 52% para Minneapolis [37].

2.3. Articulação de ESF e VEs

A integração conjunta na rede elétrica de ESF e do carregamento de VEs carece de um estudo cuidado para ser bem-sucedida. Mencionam-se de seguida estudos sobre esta conjugação.

2.3.1. Na rede

O carregamento de VEs implica uma carga adicional na rede; contudo, dependendo do regime do carregamento, esta carga pode ser compensada pela introdução de ESF no sistema.

Em [24], uma província do Norte de Itália é usada como caso de estudo, considerando três formas de carregamento: sem controlo, inteligente e V2G. Os resultados demonstram que o carregamento sem controlo resulta num diagrama de carga que pode apresentar novos picos de

consumo, mesmo existindo grande penetração de ESF na rede (Figura 7). Por exemplo, uma penetração de 50% de VEs origina um novo pico de consumo 10% superior ao pico base (sem penetração de VEs). Neste caso, a ESF apenas consegue cobrir as necessidades de uma pequena parte dos VEs. Todavia, aplicando um plano de carregamento inteligente o diagrama de carga não apresenta novos picos de consumo, e no caso do V2G os picos existentes diminuem 35%.

Conclui-se então que a utilização do plano de carregamento certo permite uma maior penetração de energias renováveis no sistema electroprodutor, proporcionando a estabilização da rede, maior qualidade de potência e redução de emissões de CO₂ até 90% [14][38].

Em [17], cujo caso de estudo é a rede do Texas, EUA, conclui-se que o carregamento diurno implica um maior custo da energia, já que corresponde a períodos de ponta e cheia e causa um aumento na capacidade de produção necessária para estas horas, podendo obrigar a um reforço do sistema. Por outro lado, com a introdução suficiente de ESF é possível que este reforço da rede não seja necessário; porém, esta capacidade fotovoltaica adicional poderá implicar a redução da sua potência injetada na rede pois, em certos períodos de baixo consumo, a injeção de toda a potência implicaria uma redução nas produções de base de modo a manter o acerto produção-carga. Contudo, em sistemas pouco flexíveis isto nem sempre é possível, sendo neste caso necessário cortar a produção de ESF, o que resulta num aumento do seu custo. É desta forma indispensável dotar os sistemas de uma grande flexibilidade. Resumindo, em [17] conclui-se que a capacidade de armazenamento de energia dos VEs faz reduzir as necessidades de rejeição de ESF e esta consegue satisfazer por completo o aumento da procura de energia originado pelos VEs.

2.3.2. Em parques de estacionamento

Como referido na Secção 1.2.2, uma significativa fração de automóveis encontra-se em PEs ao longo do dia, potenciando a utilização destas infraestruturas para carregamento de VEs. Juntando a semelhança entre os perfis de utilização de um PE e de produção de ESF (Figura 8), é possível perceber a mais-valia desta conjugação.

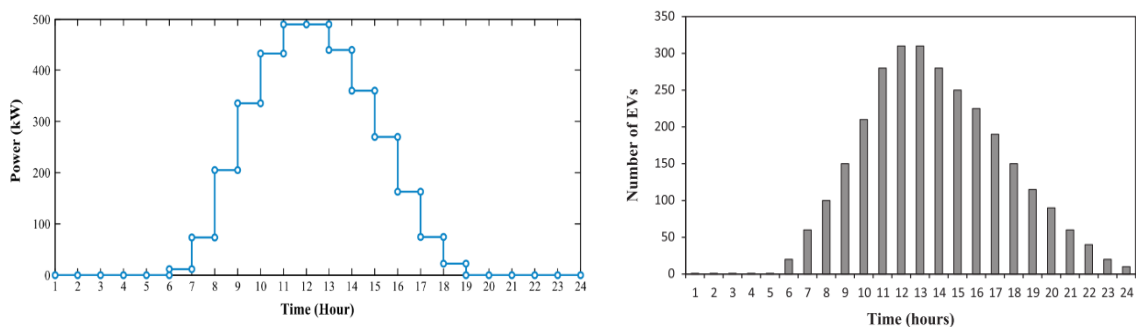


Figura 8: Perfil da previsão de produção de ESF (à esquerda) e da ocupação de um parque de estacionamento (à direita) [29].

O potencial desta complementaridade foi analisado em [39]; o autor concluiu que o carregamento de VEs em casa resulta num aumento do consumo que pode ser compensado, em médias diárias, por microgeração fotovoltaica, já que os utilizadores de VEs demonstram apetência pela sua adoção – no estudo constatou-se que um em cada três donos de VEs têm sistemas fotovoltaicos nas suas habitações.

Noutro estudo feito na Suécia, concluiu-se que o carregamento de VEs faz aumentar em cerca de 37% o consumo das habitações [4]. Como o carregamento ocorre habitualmente no período

noturno, a microgeração fotovoltaica não o consegue suprir. Ou seja, neste caso, o carregamento de VEs faz diminuir a fração solar da energia consumida nas habitações, verificando-se que a complementaridade fotovoltaico-VEs não é viável. Admitindo-se que durante o dia os veículos se encontram noutro local, provavelmente em PEs, seria desejável que estes parques disponibilizassem o carregamento através de ESF; neste caso, a fração solar seria muito elevada. Este cenário discute-se de seguida.

Uma análise com maior detalhe implica conhecer os padrões de utilização dos VEs. Em [40], tomando como caso de estudo 11 veículos e 23 estações de carregamento na Austrália, conclui-se que 91% da distância percorrida se dá no período diurno (das 7h às 19h) e que o período de chegada dos proprietários aos locais de trabalho (das 8h às 10h) corresponde ao pico de carregamento. A carga dá-se apenas durante cerca de 10% do tempo que os veículos se encontram ligados à rede, pelo que no restante tempo a energia consumida está associada à compensação da descarga residual das baterias. As estações de carregamento são o local onde os veículos mais estão ligados à rede (em cerca de 88% dos estacionamentos de VEs em estações de carregamento, estes encontram-se ligados à rede), seguindo-se os locais de trabalho (60%) e as habitações (31%). Interessante é a conclusão de que, apesar dos veículos terem uma autonomia de 130 km, em cerca de 83% das vezes são percorridas distâncias inferiores a 60 km antes do carregamento seguinte. Os veículos são maioritariamente utilizados para percorrer distâncias curtas, permanecendo estacionados no restante tempo, quer nas habitações (período noturno) quer junto a estações de carregamento (período diurno). Estas últimas podem ser infraestruturas privadas nos locais de trabalho ou públicas. O carregamento durante o dia é feito, preferencialmente, por ESF produzida no próprio local do carregamento durante o período de trabalho dos proprietários. Uma vez que, neste caso, 60% das vezes que os veículos estão estacionados estão ligados à rede, considerando que o tempo de estacionamento é longo, conclui-se que a implementação de estações de carregamento de baixa potência é vantajosa nestes locais [40]; se forem solares, tanto melhor, pois assim aumenta significativamente a fração solar do carregamento [4][15]. O potencial de PEs para carregamento solar é, assim, evidente.

A aplicação de painéis fotovoltaicos em parques de estacionamento tem duas importantes condicionantes: as condições meteorológicas do local (radiação solar e sua variabilidade sazonal) e a distribuição populacional da região (por exemplo, as distâncias dos locais de habitação aos de trabalho) [15]. Em [15], é simulado um parque de estacionamento em Nova Jérсия, EUA, totalmente coberto com fotovoltaico. A sua produção é de cerca de 12,6 kWh por veículo estacionado num dia típico de verão, enquanto num dia de inverno é de 3,8 kWh⁵. Estes valores reforçam o grande potencial dos PEs solares.

3.2.1.1 Parques de estacionamento inteligentes

Como descrito na Secção 1.2.2, os PEs inteligentes controlam o carregamento dos VEs conciliando as necessidades de carregamento definidas por cada proprietário com a produção fotovoltaica e o preço da eletricidade. De seguida, dão-se exemplos de casos de estudo.

Atualmente, o preço da eletricidade é constante ou quase-constante (tarifas bi-horária e tri-horária); no entanto, considerando a tendência natural do mercado da eletricidade de variar o seu preço ao longo do dia, é expectável o carregamento dos VEs em horas em que a eletricidade é barata (horas de vazio) e o descarregamento, caso exista, nas horas com preços de venda à rede altos, como se pode observar na Figura 9 [18][30]. Devido à capacidade de controlo dos carregamentos e à flexibilidade que tal permite, este modelo de parque evita a sobrecarga da rede, fornece ao proprietário do VE a oportunidade de selecionar as suas preferências (de SOC e

⁵ Contextualizando, a bateria típica de um VE como o *Nissan Leaf* é de 24 kWh [28].

remuneração) e, simultaneamente, maximiza o lucro da entidade responsável pelo parque, maximizando os benefícios das três entidades envolvidas [18][29][30].

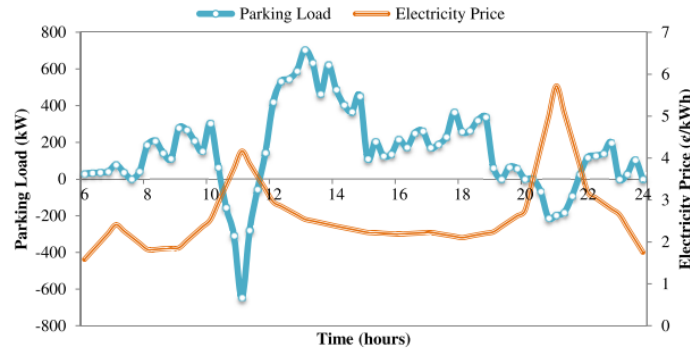


Figura 9: Perfil do consumo de potência do parque de estacionamento e do preço da eletricidade [30].

Em [29], calculam-se os benefícios financeiros conseguidos através da operação de um PE inteligente considerando a incorporação de duas fontes de energia, a ESF e dois pequenos geradores. São estudados três cenários: (1) carregamento unidirecional, (2) carregamento bidirecional (V2G) e (3) carregamento bidirecional com reserva de capacidade. Nos dois primeiros cenários, a reserva de capacidade é assegurada somente pelos geradores.

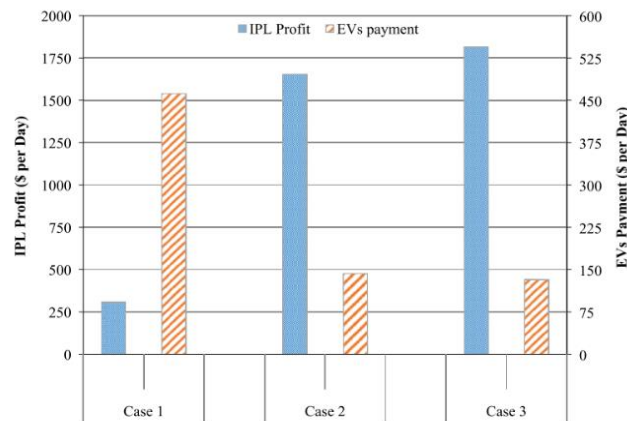


Figura 10: Receitas obtidas pelo operador do parque e custo líquido do serviço pago pelos proprietários dos VEs em três cenários distintos [29].

Na Figura 10, é possível observar que os benefícios para o operador do parque e para os proprietários aumentam com o cenário. As melhorias verificadas entre o cenário 1 e 2 devem-se à venda de energia à rede em períodos de pico e ao armazenamento apenas em períodos de vazio – no cenário 1 apenas é possível o armazenamento nos períodos mais convenientes. O cenário 3 é portanto o mais vantajoso para as duas partes. No caso do operador do PE, porque vende energia dos geradores com aumento das receitas, o que não acontece nos outros cenários em que os geradores asseguram a reserva, não produzindo energia para venda. Quanto aos proprietários dos veículos, no cenário 3 participam no mercado de reserva de capacidade, com remuneração adicional em relação ao cenário 2 [29].

Contudo, os requisitos dos proprietários dos veículos nem sempre são cumpridos; por exemplo, o SOC final da bateria pode ficar abaixo do desejado. Torna-se então necessário

equilibrar os benefícios quer para o operador do parque quer para o cliente. Em [18] e [30] estuda-se a resolução desta situação estabelecendo critérios de prioridade de carregamento e descarregamento dos veículos. Para tal, tem-se em conta parâmetros como a hora de chegada do veículo, a duração da sua permanência no parque (informação fornecida pelo proprietário) e os preços de venda de energia (quer do mercado de energia quer de outros VEs). Como nem sempre estes critérios são suficientes para satisfazer o cliente, em [29] apresenta-se uma solução alternativa. É proposto que o operador do parque pague uma dada quantia quando as condições definidas pelo cliente não são cumpridas.

O exemplo de uma estação solar com carregamento inteligente implementada num parque de estacionamento num local de trabalho é analisada em [32]. Para minimizar o uso de energia da rede, utiliza-se um sistema de corrente contínua que decide se a energia para carregamento dos VEs provém do sistema fotovoltaico ou da rede. Nestas condições, conclui-se que um aumento do carregamento de VEs implica investimento no reforço de todos os equipamentos envolvidos, podendo este ser evitado com planos de carregamento inteligente.

Em [18], analisa-se o impacto dos PEs inteligentes na gestão dos VEs como cargas e armazenamento de energia e fornecedores de reserva girante. A otimização desta gestão permite a minimização dos custos de operação da rede e o aumento da sua fiabilidade, considerando que cabe à capacidade girante compensar os erros de previsão da potência renovável [18].

2.3.2.1. Análise Financeira

Na análise financeira de qualquer negócio deve-se ter em consideração as estratégias de negócio que melhor se adaptam. A escolha do plano de negócios adequado para a instalação de uma estação de carregamento num parque de estacionamento, determina a viabilidade do projeto ao influenciar os aspetos financeiros associados ao mesmo. O dimensionamento da instalação fotovoltaica de um parque tem um impacto significativo nos indicadores económicos de rentabilidade do projeto (período de retorno e valor atualizado líquido, o VAL). Estes indicadores fazem parte da análise económica de estações de carregamento. O período de retorno é utilizado para determinar o tempo em que o investidor amortiza o investimento, passando a ter lucro a partir daí. O VAL determina a viabilidade de um projeto, já que representa a sua rentabilidade [37].

A seleção do melhor modelo de negócios é essencial para um PE com carregamento solar de VEs pois este, sendo um negócio relativamente recente e pouco maduro, apresenta uma viabilidade notavelmente reduzida, encontrando-se os seus períodos de retorno entre 17 e 26,5 anos, considerando-se apenas a poupança relativa ao aproveitamento da ESF, excluindo-se outras receitas (como por exemplo, as tarifas de estacionamento) [41].

O período de retorno pode ser reduzido com a adoção de estratégias de negócio que diminuam o investimento inicial e se adequem à entidade promotora do projeto. Os elementos-chave deste negócio são os operadores das estações de carregamento e os donos das infraestruturas, sendo que estes podem constituir apenas um elemento [42].

Duas destas estratégias passam pelo apoio do Governo (por exemplo, através de incentivos) e parcerias com outras entidades [41].

No caso das parcerias, o custo do investimento pode ser repartido pelas entidades envolvidas ou apenas financiado por uma delas, enquanto a outra oferece o local de implementação. Na última situação, a entidade financiadora beneficia com a venda de energia e com a publicidade positiva associada à estação de carregamento. Em contrapartida, a entidade que abriga o projeto

beneficia da melhoria da sua imagem e do crescente número de clientes que pode usufruir também do sombreamento causado pela instalação fotovoltaica [41].

Para além das parcerias descritas, o operador do PE pode optar por outras duas soluções que lhe permitem evitar o custo inicial do investimento sem deixar de usufruir de alguns dos benefícios. Estas soluções são os acordos de compra de potência e o *leasing*. Os acordos de compra de potência são estabelecidos entre duas entidades, em que uma delas paga todos os custos associados à estação, recebendo uma quantia bem estabelecida da outra entidade pela potência entregue. Quando é atingido o final do contrato, a entidade que tem como dever pagar periodicamente pela potência recebida tem a oportunidade de comprar a estação por um preço reduzido à entidade financiadora. O *leasing* permite o acesso de pequenas entidades à utilização de ESF, sendo que estas apenas têm a obrigação de pagar pelo uso dos equipamentos e não os equipamentos em si. Estas hipóteses podem representar um fator de preferência para pequenos comerciantes, destacando-os perante a concorrência que não oferece o serviço de carregamento de VEs [42][43].

O modelo de negócios a aplicar não se prende apenas com o método de obtenção de capital mas também da forma como se pretende maximizar as receitas e minimizar as despesas. O projeto de uma infraestrutura de carregamento pode otimizar os parâmetros económicos anteriormente descritos através da adoção das medidas apropriadas. Dependendo da capacidade fotovoltaica instalada, poderá ser necessário comprar energia à rede durante os períodos em que os módulos fotovoltaicos não conseguem carregar os VEs em quantidade inversamente proporcional à capacidade fotovoltaica instalada; por outro lado, quanto menor for a capacidade instalada, menor será o investimento inicial. Desta forma, a análise económica deste tipo de projeto terá de entrar em linha de conta não só com o investimento inicial da instalação, como também com o custo da energia proveniente da rede, sendo o objetivo otimizar o equilíbrio entre estes dois parâmetros [38].

Todavia, é também necessário contabilizar as receitas geradas pelo PE, de modo a conhecer o potencial real do mesmo. As receitas dependem das necessidades de carregamento existentes, tendo em conta a potência fotovoltaica disponível (ou seja, a necessidade de compra de energia à rede) e a adesão dos utilizadores (tarifas de estacionamento) [38][37]. Como em qualquer PE, há uma tarifa função do tempo de estacionamento, contudo num parque solar há que considerar adicionalmente o investimento na capacidade fotovoltaica instalada [38]. É, pois, relevante uma análise da dependência entre estas variáveis que influenciam os indicadores económicos. Por um lado, a tarifa paga pelo cliente influencia as taxas de ocupação do parque; por outro lado, o proprietário de um PE solar tem que justificar o seu investimento através de taxas adicionais impostas aos seus clientes. Cria-se, assim, a necessidade de definir uma tarifa de estacionamento que, simultaneamente, atraia clientes e compense o investimento do operador do parque [37].

Em 2014, um estudo para a Califórnia compara quatro tipos de VEs para determinar o período de retorno de um sistema fotovoltaico doméstico para carregamento de VEs. Conclui-se que o investimento numa estação de carregamento solar doméstica tem um período de retorno entre 7 a 12 anos dependendo do veículo e da capacidade instalada, tendo sido considerado um crédito fiscal no investimento de 30% disponibilizado pelo governo californiano [39].

No entanto, para determinar se a opção mais viável para um proprietário de um VE é a de construir uma estação de carregamento doméstica ou utilizar uma pública, é necessário contabilizar o investimento inicial da estação de carregamento doméstica, o peso dos carregamentos na fatura energética do proprietário e os custos de carregamento numa infraestrutura pública. Tendo em consideração estes fatores, em [38] verifica-se que a utilização de estações de carregamento nos locais de trabalho é economicamente preferível para o proprietário de um VE.

Do ponto de vista do operador destas infraestruturas, a instalação de módulos fotovoltaicos tem um retorno de nove anos, valor contido no tempo de vida útil dos módulos instalados (entre 20 e 30 anos [44]), sendo por isso vantajoso o investimento em ESF [38].

Outro parâmetro que influencia os fatores económicos é o plano de carregamento utilizado; contudo, apenas influencia significativamente PEs que comprem energia frequentemente à rede, i.e., parques com pequenas capacidades fotovoltaicas. Nestes casos, através da otimização das estratégias de carregamento e dos custos já mencionados, consegue-se uma diminuição de dois anos no período de retorno [38].

No que respeita aos lucros e à sua maximização, analisa-se o VAL e efetua-se a otimização das receitas do parque retirando-lhes os custos de operação. A título de exemplo, para a cidade de Lisboa, o VAL apresenta um valor de 5 000 € por lugar de estacionamento, considerando-se um investimento ao longo de 10 anos [37].

Na análise de projetos é imprescindível contabilizar os apoios públicos ao investidor e os incentivos de utilização para o cliente. Assim, para o proprietário de uma unidade de carregamento, os apoios que recebe resultam na redução não só dos custos iniciais como também dos de operação. Estes incentivos são essenciais principalmente no período inicial de implementação, já que é neste que é esperada uma baixa adesão por parte dos proprietários de VEs. Para estes os incentivos à utilização destas infraestruturas são importantes e decisivos. Os incentivos podem tomar a forma de reduções no preço da eletricidade, nas taxas de estacionamento, entre outros [37].

Os apoios públicos são fundamentais para se atingir a viabilidade nos projetos, pois as políticas e incentivos fazem aumentar a adesão do público e perspetivam um negócio rentável para o investidor. Desta forma, as tarifas de estacionamento podem diminuir (por exemplo, um aumento de 36% de adesão representa uma redução de 14% nas taxas de estacionamento) [37].

2.3.2.2. Casos de estudo europeus

A Europa tem um papel pioneiro na promoção de novas tecnologias por entidades públicas. No caso dos VEs, existem dois programas mais relevantes.

O primeiro é o projeto *Electric Vehicle in Urban Europe* (EVUE), onde se analisam os obstáculos à penetração de VEs e se implementam soluções [22]. Há várias iniciativas neste programa, como a *European Green Car Initiative* (EGCI), cujo objetivo é apoiar a investigação de novas tecnologias limpas para aplicação em meios de transporte, e a *Electric Vehicles for Advanced cities* (EVA), que ajuda no desenvolvimento de infraestruturas de apoio a VEs para a integração em áreas urbanas [22]. O segundo grande projeto europeu é o *Green eMotion*, fazendo análises de negócio admitindo diversos cenários, de modo a confirmar as perspetivas evolutivas e viabilidade da mobilidade elétrica [45].

Na Europa, 50% das viagens em automóvel são inferiores a 10 km e 80% inferiores a 25 km. Ou seja, a autonomia dos VEs, considerada baixa, é afinal suficiente para a maior parte das deslocações [46]. De seguida, apresentam-se estudos e projetos-piloto europeus de PE com integração de produção de ESF.

Em 2007, entrou em funcionamento um parque destes instalado pela ISES (International Solar Energy Society) na Alemanha. Com a instalação dos painéis fotovoltaicos (14 kWp) no PE, a ISES reduziu as emissões da sua sede em cerca de 8,2 toneladas de CO₂, vendendo a energia que produz pelo preço de compra graças a tarifas subsidiadas [47].

Em [48], analisa-se o potencial solar de todos os PEs da cidade de Frauenfeld, Suíça (48 parques com 4240 lugares no total), para satisfazer as necessidades de energia elétrica dos veículos, admitindo-os todos elétricos. A cidade tem cerca de 23 000 habitantes e 14 000 veículos. Se todos estes veículos forem a combustão interna, o consumo de energia anual é de 87 GWh; caso todos sejam elétricos, o consumo é de 13 GWh. O estudo conclui que se obtém a viabilidade solar em 29 dos 48 parques, o que permite produzir anualmente cerca de 5 GWh. A energia produzida colmata 40% das necessidades energéticas no cenário com apenas VEs. Os PEs correspondem a 3,6% do território da cidade, podendo nos restantes locais instalar-se mais capacidade fotovoltaica para o aumento da fração solar nos VEs.

Quanto a Portugal, possui muitos recursos endógenos de energia renovável, tendo vindo a alargar a sua penetração, já uma das maiores da Europa no setor da eletricidade (63% em 2014) [49]. A estabilidade do sistema electroprodutor com penetrações renováveis cada vez mais elevadas poderá passar pela mobilidade elétrica [31].

Portugal é, assim, um bom candidato para analisar os impactos da integração de fontes de energia variável com o carregamento de VEs, até porque a sua adoção foi ativamente promovida pelo Governo Português [37] através de benefícios fiscais (como a isenção do Imposto Sobre Veículos, ISV, e do Imposto Único de Circulação, IUC), do incentivo à compra de VEs e do programa *Mobi.e*.

O incentivo à compra de VEs era de 5 000 €, eliminado em 2011 (tendo as vendas de VEs decaído depois) [37]. O programa *Mobi.e* consistiu na instalação de 1350 estações de carregamento espalhadas pelo país com funcionalidades avançadas, como o planeamento de percursos em função da localização das estações [50]. A fase piloto⁶ deste programa constituía um forte sistema de incentivo ao proporcionar energia gratuita a todos os condutores de VEs, sendo suportado pela EDP; no entanto, este incentivo também contribuiu para a falta de interesse da empresa em manter os postos de carregamento operacionais, registando-se um nível de avarias muito elevado.

Em [37], calcula-se que o utilizador de um VE em Lisboa gasta menos 70% de dinheiro, comparando com a utilização de um automóvel a combustão e considerando o preço do combustível convencional de 1,44 €/l e o da eletricidade de 0,19 €/kWh. O consumo de energia primária é inferior em 58% e a redução das emissões de CO₂ é de 66%.

Outro estudo semelhante é o de [51]. São analisados cenários de Portugal em 2020 com VEs: um com um *mix* energético baseado em energia hídrica e eletricidade barata e outro com pouca energia hídrica e eletricidade cara. Num cenário muito otimista com dois milhões de VEs a carregar nas horas de vazio, consegue-se uma redução do consumo de energia primária e de combustíveis fósseis de 4% e 14%, respetivamente. A redução de emissões de CO₂ é de 10%. As conclusões retiradas mostram que os valores extremos do custo da energia para um cenário com dois milhões de VEs atingem os 0,20 €/kWh e 0,056 €/kWh – o primeiro valor refere-se ao cenário com um carregamento sem controlo, num ano seco e nas horas de pico, e o segundo corresponde ao cenário de VEs carregados durante o período de vazio e num ano com muita pluviosidade. O proprietário de um VE poupa muito no combustível, pois enquanto o preço de carregamento da bateria de um VE se encontra entre 0,9 e 3,2 €/100km, o preço de abastecimento de um veículo convencional é de 5,5 a 9 €/100km.

⁶ Recentemente foi alterado o quadro legal para a mobilidade elétrica, abrindo oportunidade e facilitando a implementação de estruturas de carregamento por novos operadores, deixando de existir o monopólio da *Mobi.e* [88]. No entanto, como estas modificações são muito recentes, considerou-se o cenário nacional existente antes desta publicação.

Existem alguns outros exemplos de desenvolvimento de PEs solares, o que demonstra interesse nesta área, embora a energia produzida não seja ainda utilizada para o carregamento de VEs. Três exemplos desta implementação encontram-se nos parques desenvolvidos pela Câmara Municipal de Torres Vedras, LNEG e pela Empresa Municipal de Mobilidade e Estacionamento de Lisboa (EMEL).

Em Santa Cruz, existe o Eco Urbe Design (introduzido no programa ECOs): com o objetivo de minimizar as emissões de CO₂, várias infraestruturas sustentáveis de produção de energia renovável têm sido implementadas [52]. O sombreamento para dois lugares de estacionamento é exemplo disso, conseguido com a instalação de módulos fotovoltaicos acoplados de baterias que abastecem o “Sistema de sinalização de ocupação” [53].

Outro exemplo é o do PE do edifício Solar XXI do LNEG, com um sombreamento feito pelos painéis fotovoltaicos. A capacidade instalada inicial em 2005 era de 6 kW e a energia produzida é usada no próprio edifício [54]. Em 2009, a potência foi duplicada para 12 kW.

A EMEL tem o Parque de Estacionamento do Mercado do Chão do Loureiro em Lisboa, com 140 módulos fotovoltaicos instalados na cobertura do edifício que minimizam o consumo da rede em 22% [55][56]. A sua lotação é de 195 lugares, 32 destes para VEs [56].

Para além de PEs, Portugal também tem em desenvolvimento outros projetos. Com uma penetração tão elevada de energia renovável, o equilíbrio entre os perfis de consumo e produção é difícil. Neste contexto, a mudança para uma rede inteligente é estudada pela EDP, apoiando dois projetos no âmbito do controlo e gestão do sistema elétrico (InovGrid e REIVE) [20].

O InovGrid pretende promover a comunicação entre todos os componentes do sistema elétrico de modo a facilitar o seu controlo e gestão. Esta comunicação é conseguida, essencialmente, através de *smart meters* e de subestações inteligentes. Os resultados deste conceito foram analisados num ambiente real, com aplicação em Évora (InovCity) [20].

O REIVE é um projeto que assenta no InovGrid; porém, incorpora a interação no sistema elétrico da microgeração e de VEs (V2G). Em parte dos planos de carregamento assume-se que o controlo é da responsabilidade do operador da rede, e considera-se o pagamento ao condutor da degradação da bateria do seu veículo. Ao contrário do anterior, este projeto foi testado somente em laboratório [20].

2.4. Modelos de otimização de carregamento de veículos elétricos com utilização de energia solar fotovoltaica

Como já mencionado anteriormente, o carregamento sem controlo dos VEs acarreta desafios técnicos, e.g. picos de consumo e, consequentemente, a instabilidade na rede elétrica. Assim, torna-se necessário proceder a uma otimização do carregamento dos VEs quando este é suportado por ESF. O aproveitamento ótimo da ESF pode ser conseguido através da adoção de um modelo que otimize o carregamento dos VEs, evitando que a ESF seja insuficiente para suprimir as necessidades dos VEs e que seja desaproveitada por falta de capacidade de absorção da energia produzida.

A otimização do carregamento dos VEs em PEs pode ser efetuada tendo em conta diversos parâmetros, dependendo do critério e da função objetivo que se pretenda aplicar e analisar. Duas abordagens possíveis que permitem o escalonamento dos VEs são: (1) a maximização do lucro do utilizador do VE e do operador do PE obtido através da venda e compra de energia à rede e (2) a utilização das condições da rede em tempo real. De seguida, serão descritos modelos de

otimização já estudados que se enquadram em cada uma destas abordagens, efetuando-se posteriormente uma reflexão sobre os problemas e incertezas que estes acarretam.

2.4.1. Maximização dos benefícios do operador do PE/proprietários dos VEs

Nesta secção, serão descritos alguns modelos de otimização cujo objetivo é a maximização dos benefícios do operador do PE e dos proprietários dos VEs.

Em [38], é descrito um modelo de otimização de carregamento de VEs com utilização de ESF num PE de um local de trabalho que considera três modelos de VEs diferentes. O objetivo desta otimização passa pela minimização da energia comprada à rede, de forma a minimizar os custos do carregamento dos VEs. As variáveis necessárias para a conceção deste modelo são definidas através das suas propriedades estocásticas. O modelo parte dos dados horários da potência solar e da ocupação do PE, derivando depois as diversas variáveis probabilísticas através de funções de distribuição de probabilidade. As variáveis consideradas são a potência solar, o número de veículos disponíveis, a energia requerida para o carregamento dos VEs, os parâmetros financeiros e o preço do estacionamento.

A potência solar é obtida através das características estocásticas da radiação solar, sendo criadas funções de distribuição de probabilidade mensais.

A ocupação do PE é obtida através da subtração do número de entradas pelo número de saídas em cada hora. As funções do número de entradas no parque e do tempo de estacionamento são definidas por funções de distribuição de probabilidade obtidas a partir de estatísticas da ocupação de garagens na Universidade do Estado de Ohio. O número de saídas é dado pelo número de veículos cuja hora de entrada acrescida do tempo de estacionamento resulta numa hora anterior à hora considerada.

A energia requerida para o carregamento dos VEs tem como base dois parâmetros essenciais: a capacidade da bateria e o SOC com que o veículo entra no parque. A função de distribuição de probabilidade que descreve a capacidade das baterias dos VEs no parque é uniforme para os diferentes veículos considerados com igual penetração no mercado. No que se refere ao SOC, este é dependente da distância diária percorrida pelo veículo desde o seu último carregamento, da autonomia elétrica do VE e dos limites de SOC da bateria.

Para o cálculo dos parâmetros financeiros, consideram-se dados de tarifas reais e diversos incentivos e reduções de impostos. O preço do serviço prestado pelo PE para o proprietário do VE, uma vez que os PEs não estão autorizados a cobrar pela energia adquirida pelos VEs, é relativo ao estacionamento e à utilização da estação de carregamento.

Uma vez que o objetivo do modelo é a minimização da compra de energia à rede por parte do PE, primeiramente, é necessário determinar a potência e o tempo de carregamento dos VEs. Para tal, este algoritmo divide-se em duas partes. Primeiro, é determinado o valor da potência de carregamento do conjunto dos veículos do parque de forma a otimizar a utilização da rede. Numa segunda parte, essa potência de carregamento é distribuída pelos veículos estacionados no PE e com disponibilidade de bateria. O cálculo da potência da rede necessária é dado pela subtração da potência fotovoltaica à potência de carregamento dos VEs em cada hora. A determinação da potência de carregamento dos VEs numa dada hora é conseguida através dos dados da hora anterior; i.e., ao carregamento conseguido na hora anterior e à energia requerida é retirada a potência utilizada (solar e da rede), obtendo-se a potência necessária de carregamento na hora atual.

Outros modelos de otimização do carregamento de VEs podem ser encontrados em [18], [29] e [30]. Estes três artigos foram escritos pelos mesmos autores, e representam três abordagens diferentes do mesmo problema, partindo sempre do mesmo pressuposto. Os artigos baseiam-se num PE com diferente lotação, mas o funcionamento do carregamento inteligente em todos os estudos tem como base a receção de informação dos proprietários dos VEs (tempo de estacionamento, limites de preço de carregamento/descarregamento a que estão dispostos a comprar/vender energia à rede e a degradação da bateria) e dos preços de eletricidade no mercado aberto para as 24h seguintes. Com esta informação é efetuado o escalonamento do carregamento dos VEs tendo em conta as funções objetivo de cada modelo. Estes modelos consideram as entradas e saídas dos PEs como dados aleatórios e a ocupação do parque foi obtida através de dados estatísticos de parques da cidade de Tehran. Quanto às restantes variáveis de *input* (hora de chegada, SOC à chegada, limites de preços de carregamento e descarregamento desejados e tempo de estacionamento), considera-se que estas seguem uma função de distribuição de probabilidade contínua e estão contidas num intervalo.

O objetivo da otimização em [30] é a maximização da taxa de carregamento/descarregamento da bateria e do lucro dos proprietários dos VEs através da venda e compra de energia nas alturas mais favoráveis, não deixando de maximizar o nível de carregamento da bateria e utilizando um modelo simplificado da mesma. A função objetivo deste modelo tem em conta um fator de peso que define a prioridade de carregamento de cada veículo e considera aspetos como a idade da bateria e as limitações de preço de compra e venda de energia especificados por cada dono.

A taxa de carregamento/descarregamento da bateria é calculada através do rendimento e da corrente aplicada na bateria. A cada hora, cada veículo encontra-se num de três modos: a carregar, a descarregar ou inativo. Para que o modelo faça sentido na prática, são aplicados diversos constrangimentos. Entre os quais, definem-se intervalos para vários parâmetros como o SOC, a potência e a taxa de carregamento/descarregamento. Constringe-se também a duração do estacionamento, o número máximo de mudanças de estado de carregamento/descarregamento e assume-se que o carregamento e descarregamento não são simultâneos, garantindo-se que o SOC final das baterias é suficiente para o VE percorrer uma certa distância.

O sistema de gestão de energia do PE é informado do preço de mercado e dos limites de preço impostos pelo proprietário do VE; se o preço de mercado for inferior ao preço de compra de energia pretendido pelo proprietário e se o número de mudanças de modos da bateria não tiver sido atingido, o veículo começa a carregar, i.e., compra energia à rede. Se, por outro lado, o preço de mercado for mais alto do que o preço de venda de energia fixado pelo proprietário do VE, é verificado se o número de mudanças de modos já foi atingido e, em caso negativo, o VE vende a energia à rede, i.e., injeta energia na rede e, consequentemente, descarrega a sua bateria. Caso o preço de mercado fique no meio, o VE não carrega nem descarrega.

Em [18], os autores consideram uma micro-rede que inclui produção renovável. De forma a fazer face às incertezas da previsão de produção de energia, considera-se que o PE pode fornecer capacidade de reserva girante. Neste modelo, o SOC à saída do parque é determinado pelo proprietário do VE e é simulado como variável aleatória. O objetivo principal é a minimização dos custos de operação da micro-rede e, para tal, a função objetivo é dada pela minimização das trocas de potência entre a micro-rede e a rede principal, os geradores locais despacháveis e os VEs. Dos constrangimentos aplicados, além dos referidos para o modelo anterior, destacam-se a reserva girante ser assegurada pelos VEs e pelos geradores locais despacháveis e a garantia de que o SOC final pretendido é atingido. A capacidade da reserva girante é assumida como 20% da potência horária da produção renovável. O montante pago aos VEs pela ligação à rede e oferta de capacidade de reserva à micro-rede equivale a 10% do preço de venda de energia à rede pretendido pelo proprietário do veículo.

Em [29], o objeto de estudo é um PE com produção fotovoltaica e dois geradores de energia, considerando-se também reserva girante para compensar a incerteza da produção renovável. A capacidade de reserva girante é suportada pelas baterias dos VEs e pelos dois geradores. Este sistema de energia encontra-se ligado à rede elétrica. O propósito do modelo é a maximização do lucro do PE. Incluem-se penalizações para o parque caso este não consiga satisfazer o SOC final desejado pelo proprietário do VE, podendo este custo ser evitado através da utilização da capacidade de reserva girante. Assume-se ainda que o preço de venda de energia à rede é determinado de forma a incentivar quer o operador quer os proprietários dos VEs a vender a sua energia produzida/armazenada. Os constrangimentos do modelo são semelhantes ao modelo descrito anteriormente. O algoritmo baseia-se na distribuição da reserva girante entre os dois geradores e os VEs e na melhor gestão de energia entre a produção do PE e a compra de energia à rede. O objetivo é maximizar o valor de venda à rede (por venda de energia e por oferta de capacidade de reserva), e minimizar o valor de compra (quando a energia produzida é insuficiente) e o custo das penalizações por não atingir o SOC pretendido.

2.4.2. Parâmetros da rede

De seguida, serão apresentados dois modelos que permitem a otimização do carregamento dos VEs tendo em conta parâmetros relacionados com aspetos técnicos da rede elétrica.

Os autores de [21] consideram um PE com produção de energia fotovoltaica e eólica e um gerador a diesel. O modelo divide-se em diversas partes, tendo como objetivos: (1) a escolha do local e dimensão ótimos do sistema de produção de energia, (2) a seleção do melhor local para o PE e (3) a otimização da taxa de carregamento dos VEs. A produção renovável neste modelo considera o dia mais crítico do ano. Neste modelo, assume-se um tempo de carregamento de 4h e a função que dá o número de entradas de VEs é combinação de uma função de distribuição de probabilidade exponencial (da 1h às 8h) e uma de Weibull (das 9h às 24h). Para a otimização da taxa de carregamento dos VEs, efetua-se a distribuição da maior fração de energia possível fornecida a cada VE, tendo em conta os constrangimentos de potência. Pretende-se uma taxa de carregamento ótima que permita ter o maior número de VEs a carregar sem que o tempo de carregamento seja demasiado longo, para que o tempo de espera dos VEs que chegam posteriormente seja suficientemente curto. Os constrangimentos associados são as limitações do SOC, o número de VEs a carregar, a hora de início e fim do carregamento e as condições da rede. Este modelo pode ser utilizado tendo como função objetivo diferentes critérios como a minimização da energia consumida, do pico de consumo, do custo do carregamento, e ainda poderá ter em conta as preferências do proprietário do veículo.

Um PE equipado com painéis fotovoltaicos ligados à rede é descrito em [32]. O artigo propõe uma transferência de energia eficiente através da deteção de ligação da tensão em corrente contínua. O parque inclui um sistema de armazenamento de energia para as horas de vazio. O modelo de otimização do carregamento considera quatro modos de operação dos VEs, cada um deles ativado tendo em conta o intervalo de tensão especificado previamente e a tensão associada à produção fotovoltaica. Estes intervalos de tensão foram determinados considerando apenas uma bateria de referência de um VE e um painel fotovoltaico. Considera-se então que quando a tensão relacionada com a produção fotovoltaica (V_{DClink}) se encontra acima dos 50 V (V_{DC1}), o painel começa a fornecer potência até aos 250 V (V_{DC2}), que correspondem à potência da bateria do VE considerado. A partir dos 350 V (V_{DC3}), existe excesso de potência e o excedente é introduzido na rede elétrica. De seguida, serão descritos os quatro modos diferentes de operação em que os VEs se podem encontrar.

No primeiro modo, nas horas de vazio e quando não há produção fotovoltaica ($V_{DClink} < V_{DC1}$), os VEs são carregados pela rede; quando estiverem carregados, a rede carrega o sistema de

armazenamento. Nas horas de pico, o carregamento dos VEs é interrompido e estes passam a ser carregados através do sistema de armazenamento enquanto este tiver capacidade. No segundo modo, a produção fotovoltaica não é suficiente ($V_{DC1} < V_{DClink} < V_{DC2}$) para carregar os VEs e a rede é utilizada para carregar o restante da energia pretendida. Caso se observe um pico de consumo, o PE passa a funcionar como um sistema isolado. No terceiro modo, a produção fotovoltaica é suficiente ($V_{DC2} \leq V_{DClink} < V_{DC3}$) para o carregamento dos VEs e o PE funciona como um sistema isolado. No último modo, existe excesso de potência fotovoltaica ($V_{DClink} \geq V_{DC3}$) e por isso o excedente é introduzido na rede elétrica.

2.4.3. Incerteza nos modelos de otimização do carregamento de VEs

Nos estudos apresentados nas secções anteriores, surgem vários parâmetros que são simplificados através da utilização de funções de distribuição de probabilidade ou de considerações pré-definidas. De seguida, serão apresentados alguns dos problemas/incertezas da maioria dos modelos de otimização de carregamento de VEs.

Para a otimização do carregamento de VEs através da ESF é essencial saber a produção fotovoltaica. Muitos dos modelos analisados necessitam de uma previsão desta produção para poderem proceder ao escalonamento do carregamento. Para conseguir a previsão da produção fotovoltaica, alguns autores consideram funções de distribuição de probabilidade (como a distribuição de Weibull) mensais ou diárias [38][29]. Outros optam por utilizar como base de estudo o dia crítico de um determinado ano ou a radiação ao longo de um ano anterior [21][28]. Por último, alguns autores consideram a utilização nos seus modelos das previsões com 24h de antecedência dos serviços locais de previsões [18][29]. A previsão de produção renovável tem associado sempre um grau de incerteza. Para contornar isto, alguns autores consideram a utilização da reserva girante para uma melhor gestão da energia e do carregamento dos VEs; nesta situação, os proprietários dos VEs são remunerados por estarem apenas ligados à rede e não podem vender toda a energia armazenada para garantirem a reserva [29][18]. Os modelos de otimização analisados na sua maioria não consideram apenas a ESF como fonte de energia e quando o fazem não consideram sistemas isolados da rede elétrica, o que facilita e simplifica muito a otimização, havendo outras opções para quando não existe produção fotovoltaica.

Os parâmetros relacionados com a ocupação dos PEs e as características dos carregamentos são outras variáveis que em muitos dos casos estudados são vistas como estocásticas e que, por isso, têm um certo grau de incerteza associado. Entre as variáveis, encontram-se o tempo de estacionamento, o número de entradas/saídas de veículos no parque, os limites de preços de carregamento/descarregamento pretendidos pelo proprietário do VE e o SOC inicial. Estes parâmetros são, geralmente, modelados através de funções de distribuição de probabilidade. Podendo estas assumir-se como contínuas uniformes, funções exponenciais ou de Weibull [18][21][29][30][38]. Nalguns estudos, o SOC inicial é dado em função da distância média percorrida diariamente e da capacidade da bateria [38][28].

A bateria constitui mais uma incerteza na otimização do problema em estudo, uma vez que a sua idade e a sua capacidade influenciam os resultados obtidos – VEs diferem entre si e têm baterias com capacidades diferentes. Maioritariamente, utiliza-se apenas um modelo específico de VE, considerando-se apenas uma capacidade de bateria [28][18][29][30]. No entanto, em [38] é considerada uma função de distribuição de probabilidade uniforme da bateria para três modelos de VEs diferentes com a mesma penetração no mercado. Uma outra abordagem a este problema é apresentada em [23], onde se utiliza um modelo de VE para três classes diferentes (automóvel, carrinha e carro desportivo), assumindo-se as penetrações reais de cada veículo equivalente ao escolhido a gasolina. Em alguns modelos, assume-se que os veículos são híbridos e, por isso, não se considera um mínimo de SOC à saída do parque, porque existe o apoio do combustível

convencional [21][28][32]. Outro problema associado à bateria é a sua degradação, que, por vezes, não é considerada na otimização do seu carregamento, não se impondo limites de operação ou de troca de modos (carregamento/descarregamento) [29].

Do ponto de vista prático, existem algumas considerações efetuadas nalguns modelos que não parecem ser viáveis realisticamente. Em [18], [29] e [30], assume-se que o PE teria acesso aos preços de mercado aberto com 24h de antecedência, assim como se assume que os proprietários dos VEs submeteriam as suas preferências de carregamento e as características do mesmo também com 24h de antecedência. Na prática, isto não é realista, pois teria de existir uma comunicação muito clara entre a rede elétrica e o operador do PE, para que não houvesse dificuldades aquando do carregamento, já que o aumento de consumo dos VEs é nefasto para a rede. Por outro lado, muitos condutores não programam de forma tão rígida o seu dia antecipadamente, não sabendo onde vão estacionar no dia seguinte e por quantas horas; nos casos em que os proprietários definem bem o seu dia-a-dia, os dados enviados ao PE poderiam não ser suficientemente fiáveis, visto que os condutores mudam de ideias.

Também as condições dos modelos por vezes podem não ser realistas. Por exemplo, em [32] os limites de tensão de referência foram determinados através da simulação de um só VE com um painel fotovoltaico; visto que a mudança de modo de operação se dá apenas considerando a tensão, se existir outro modelo de VE no PE que não o de referência, o modelo não funcionará corretamente, pois a bateria desse VE poderá não ter as mesmas características que a de referência. Adicionalmente, esta otimização apenas tem em conta quatro modos de operação que dependem da irradiância solar, não sendo considerado o SOC final que deveria ser atingido, o tempo de estacionamento ou as horas de entrada e saída dos VEs.

Na maioria dos estudos anteriores, não se considera que a existência de incentivos (por exemplo, a redução de impostos ou isenção de taxas) modifique o comportamento e as preferências dos consumidores, assumindo-se, geralmente, que os dados enviados pelos proprietários são reais [18].

Capítulo 3 - Metodologia

3.1. Caso de estudo

Neste trabalho, recorreu-se a um caso de estudo e dados reais para tornar a análise e conclusões o mais realistas possível.

O objeto de estudo é o parque de estacionamento exterior da estação de comboios da *Fertagus* no Pragal, junto a Almada, distrito de Setúbal ($38,66^{\circ}\text{N}$; $-9,18^{\circ}\text{O}$).

A escolha do PE teve em atenção as características de utilização do mesmo. Tipicamente, este PE é utilizado por utentes da *Fertagus* que estacionam os seus veículos durante o dia, deslocando-se seguidamente de comboio para os seus empregos em Lisboa.

Este PE tem uma lotação máxima de 1045 lugares e não possui qualquer estrutura de sombreamento para os veículos, como é possível observar na Figura 11 [57]. A área disponível para a instalação de uma estrutura de sombreamento, considerando apenas a cobertura dos lugares de estacionamento, ronda os $12\,700\text{m}^2$.

O parque encontra-se aberto no período das 7h às 24h. Atualmente, os clientes pagam €1,5 por cada entrada diária e entre €25 e €30 por uma assinatura mensal (dependendo de adquirirem a assinatura em conjunto com o passe da *Fertagus* ou não) [58].

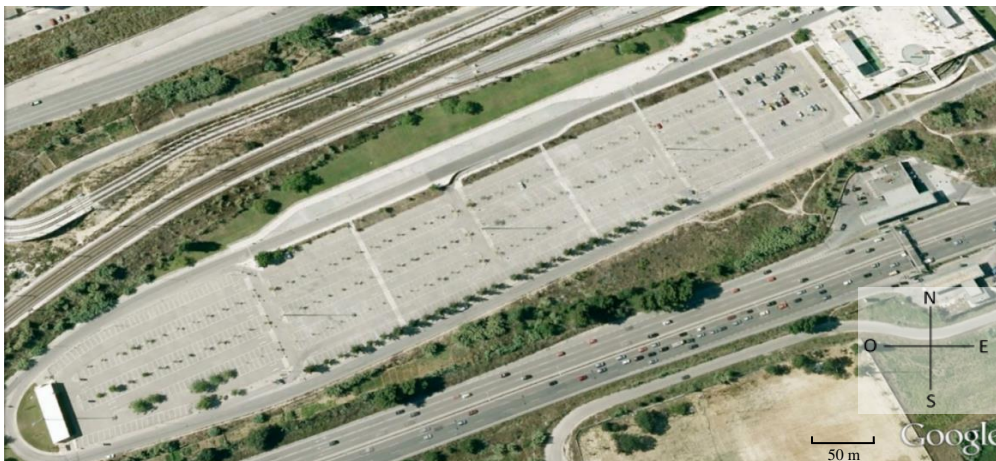


Figura 11: Fotografia aérea do PE em estudo.

3.1.1. Dados de ocupação do parque de estacionamento

Os dados horários da ocupação foram disponibilizados pela *Fertagus* e referem-se ao ano de 2014. Consistem numa série horária para o ano completo.

Nos dados disponibilizados é considerado o horário das 7h às 23h, onde a ocupação do PE representa a ocupação horária, tendo como começo a hora associada à ocupação (ou seja, a ocupação referente às 7h é toda a ocupação que ocorre desde as 7h até às 8h). No entanto, para facilitar o tratamento dos dados, considerou-se um horário das 8h às 24h, em que cada hora representa a ocupação referente à ocupação existente na hora anterior. Desta forma, quando é mencionada a ocupação das 8h, esta refere-se à ocupação que ocorreu das 7h às 8h.

Alguns dados horários encontravam-se em falta (cerca de 14%), aparentemente devido a erros do sistema de contabilização da ocupação do PE. Esses valores em falta foram substituídos por valores equivalentes às mesmas horas em dias com perfis semelhantes aos dos dias dos dados em falta.

Nos dados de ocupação é discriminado o número de veículos estacionados a cada hora com entradas diárias e com assinatura mensal (em média correspondem a 24% e 76%, respetivamente). Todavia, porque nesta etapa do estudo esta distinção é irrelevante, no tratamento dos dados somaram-se os veículos com entradas diárias e com assinaturas mensais, utilizando-se no final apenas um valor para caracterizar a ocupação do parque a cada hora do ano. Neste trabalho, a ocupação do PE é geralmente apresentada em percentagem, sendo que os dados foram normalizados com a lotação total do parque (1045 lugares). De seguida, apresentam-se algumas figuras que caracterizam a ocupação diária do parque ao longo do ano.

De forma a analisar as oscilações anuais da ocupação do parque em cada hora, optou-se por utilizar diagramas de extremos e quartis. Neste tipo de diagrama (Figura 12), é representada a observação máxima e mínima nos extremos e os quartis intermédios (1º quartil, mediana e 3º quartil). Os quartis informam sobre a percentagem dos dados inferiores ao valor correspondente; i.e., se o 3º quartil (percentil 75º) às 12h corresponder a uma taxa de ocupação de 0,5, então em 75% das 12h existentes durante o ano houve uma taxa de ocupação inferior a 0,5.

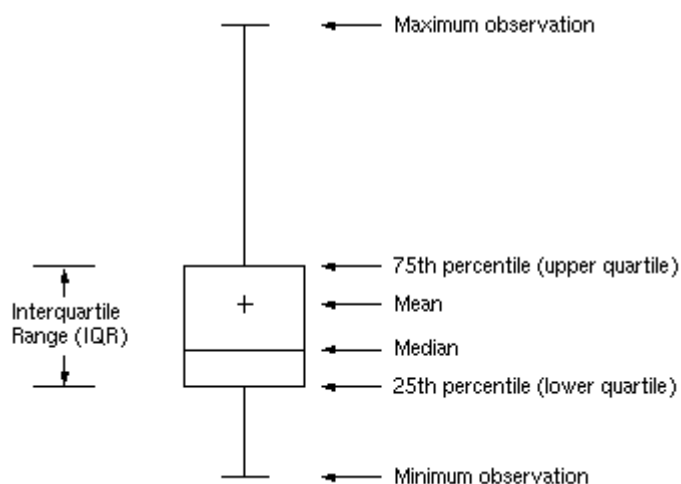


Figura 12: Esquema explicativo de um diagrama de extremos e quartis [89].

Na Figura 13, utiliza-se um diagrama de extremos e quartis para cada hora do dia, apresentando as oscilações da ocupação do parque ao longo do ano. A utilização maioritária do parque acontece durante o dia de trabalho, sendo as ocupações mais elevadas entre as 14h e as 15h. Em média, o máximo de ocupação do parque ao longo do ano é de 379 veículos. O perfil diário de utilização, representado na Figura 13, demonstra uma grande variação ao longo do ano, uma vez que o 1º quartil dista bastante da mediana.

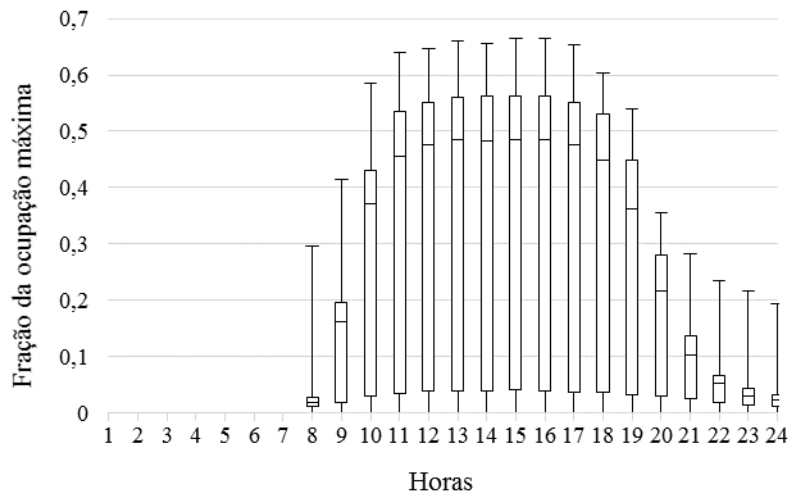


Figura 13: Diagrama de extremos e quartis da ocupação diária anual em 2014.

A representação alternativa cinge-se aos perfis de ocupação nos dias úteis ou no fim-de-semana, porque apresentam discrepâncias significativas. Assim, na Figura 14 e Figura 15 são apresentados os gráficos que representam as variações observadas ao longo do ano 2014 para os dias úteis e fins-de-semana, respetivamente.

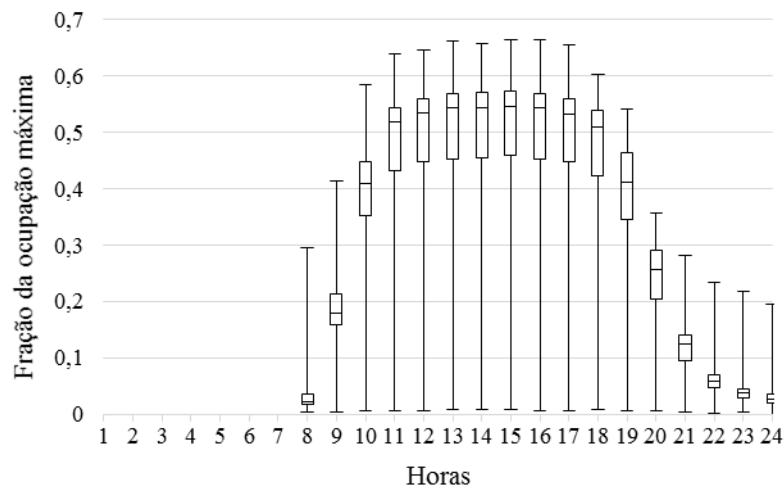


Figura 14: Diagrama de extremos e quartis da ocupação diária nos dias úteis em 2014.

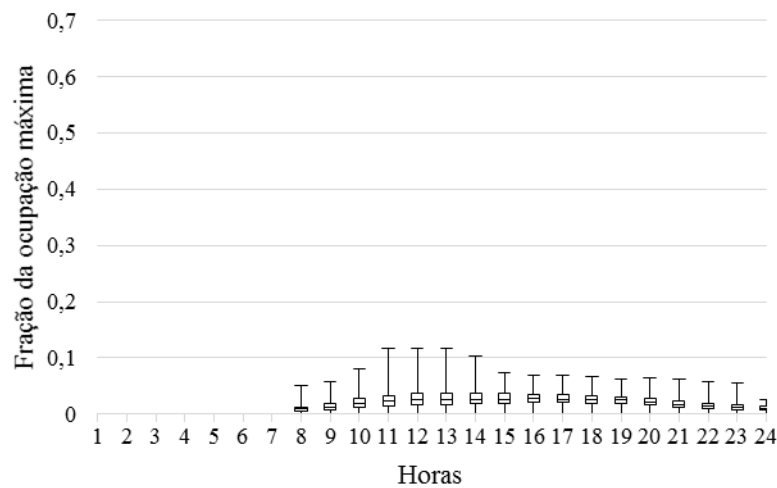


Figura 15: Diagrama de extremos e quartis da ocupação diária nos dias correspondentes a fins-de-semana em 2014.

Os diagramas referentes à ocupação nos dias úteis e fins-de-semana apresentam uma distribuição mais homogénea ao longo do ano (i.e., os valores referentes a cada quartil do diagrama encontram-se mais próximos, essencialmente para o caso dos fins-de-semana), pelo que é possível analisar de forma mais detalhada a utilização do PE.

Nos dias úteis, o PE tem uma ocupação muito superior à dos fins-de-semana, apresentando uma ocupação média máxima de 518 veículos, que ocorre por volta das 15h. Tal seria de esperar, pois a ocupação em estudo caracteriza-se pelo estacionamento durante as horas de expediente, sendo natural que ao fim-de-semana esta utilização seja muito inferior (apresentando uma ocupação média máxima de 30 veículos, às 13h). Por outro lado, é ainda perceptível que o perfil de ocupação dos fins-de-semana é mais constante ao longo do dia, não evidenciando picos de utilização bem demarcados.

Outra abordagem possível para estudar o perfil de utilização do PE é analisar as variações que ocorrem sazonalmente. Para tal, considerou-se o período centrado nos dias de início das estações do ano, isto é, no dia do solstício de inverno/verão e equinócio de primavera/outono. Os dias de início das estações do ano consideradas para 2014 estão apresentados na Tabela 1.

Tabela 1: Dias de início das estações do ano em 2014.

Solstício	Inverno	21 de dezembro de 2014
	Verão	21 de junho de 2014
Equinócio	Primavera	20 de março de 2014
	Outono	23 de setembro de 2014

Apesar do perfil de ocupação médio não apresentar uma grande variação inter-sazonal (Figura 16), observa-se que a primavera corresponde a uma maior ocupação, sendo que os restantes períodos apresentam perfis muito semelhantes.

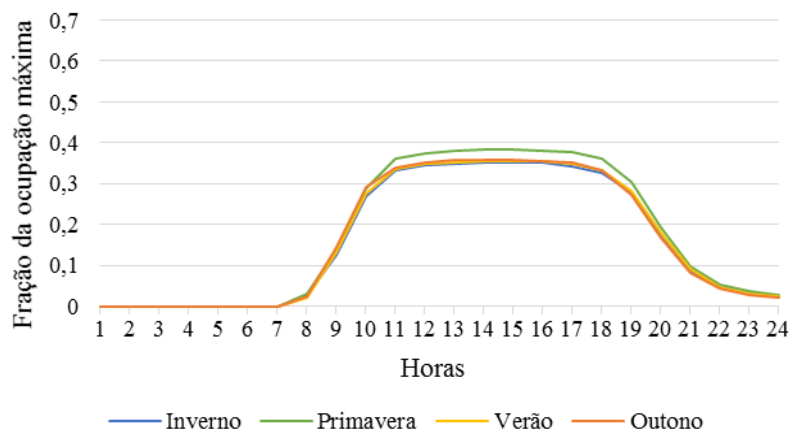


Figura 16: Perfil médio diário de ocupação sazonal em 2014.

Pela Tabela 2, que apresenta a ocupação máxima e respetiva hora para os dias médios sazonais, percebe-se que esta hora não varia sazonalmente de forma significativa, encontrando-se sempre entre as 14h e as 15h, tal como se verifica no diagrama de extremos e quartis do perfil diário anual (Figura 13). Por outro lado, a ocupação máxima ocorre na primavera, o que reforça a conclusão já retirada através da Figura 16, que mostra que a utilização do PE durante a primavera se destaca, enquanto as restantes não se distinguem significativamente.

Tabela 2: Ocupação máxima e hora de ocupação máxima para os dias médios sazonais.

	Inverno	Primavera	Verão	Outono
Ocupação máxima (veículos)	368	401	371	374
Hora de ocupação máxima	15h	15h	14h	14h

Na Figura 17, estão representados os perfis médios diários de cada semana do ano e o perfil médio diário destes. Nestes perfis médios, incluem-se os dias úteis e os de fins-de-semana, o que leva a que a taxa de ocupação seja inferior à esperada para dias úteis e superior à ocupação nos dias de fim-de-semana.

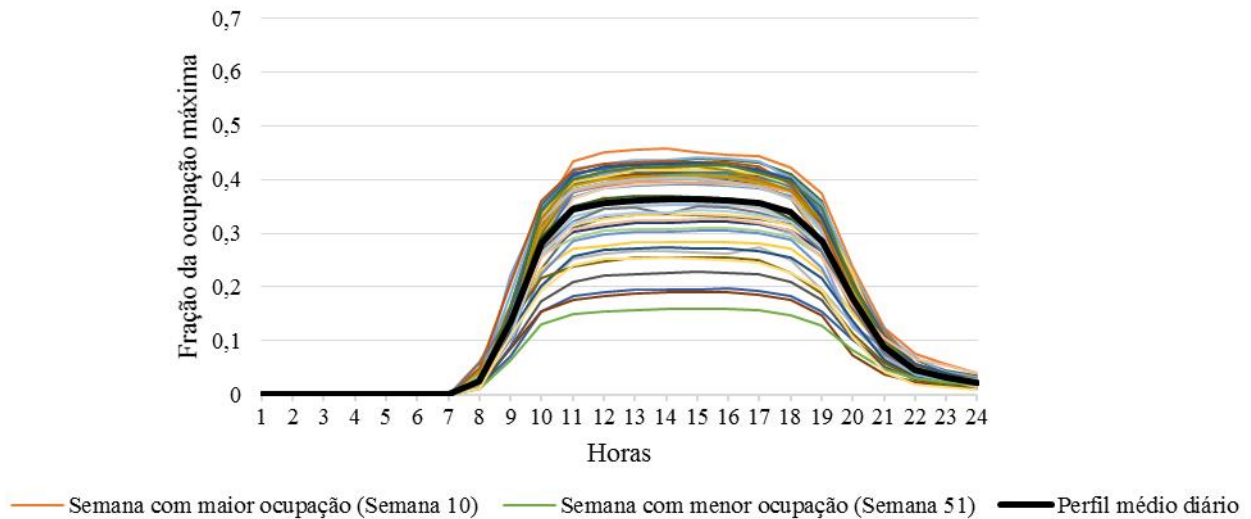


Figura 17: Perfil médio diário para cada semana do ano 2014.

Como é possível observar, apesar do perfil de utilização ser semelhante ao longo do ano, a sua amplitude apresenta oscilações importantes. A semana com maior ocupação corresponde à semana 10, em março, sendo a semana 51, em dezembro, a que apresenta menor ocupação. Na Figura 18, o perfil de ocupação ao longo de todos os dias destas duas semanas permite observar as grandes diferenças existentes.

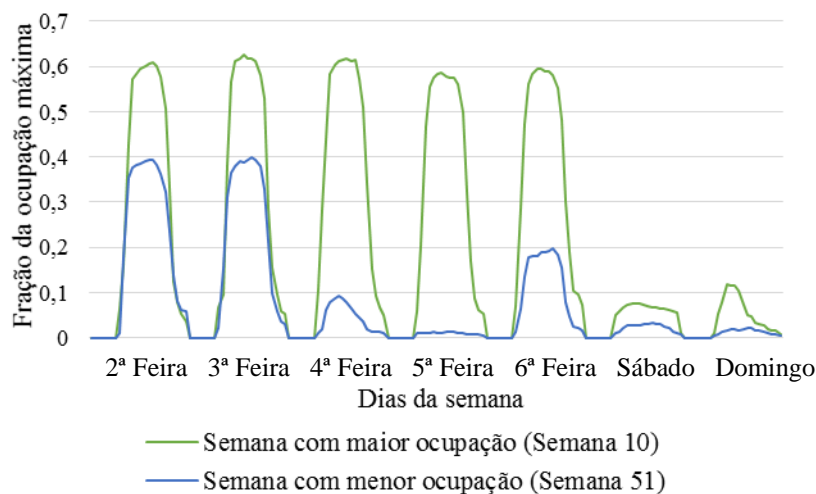


Figura 18: Perfil de ocupação para a semana com maior e menor ocupação do ano.

A semana 10 corresponde ao período de 10 a 16 de março de 2014 e observa-se que durante a semana existe uma grande utilização do PE. Por outro lado, ao fim-de-semana a ocupação diminui significativamente.

Quanto à semana 51, a de 22 a 28 de dezembro de 2014, na Figura 18, percebe-se que existe uma ocupação do PE muito baixa a partir de quarta-feira (24 de dezembro de 2014). Tal seria de esperar uma vez que os clientes-alvo deste parque são as pessoas que estacionam o seu veículo e se deslocam depois para os seus locais de trabalho usando o comboio. A semana do Natal, em que tipicamente as pessoas tiram dias de férias, explica a menor utilização do PE, principalmente a partir de dia 24 de dezembro.

A média diária da ocupação do PE também permite analisar os hábitos dos clientes, evidenciando as alturas em que o parque em média tem uma maior utilização. A ocupação média considerada para as Figura 19, Figura 20 e Figura 21 foi a média de ocupação durante o horário de abertura do parque, não entrando em linha de conta com as horas em que o parque se encontra fechado e, conseqüentemente, a ocupação é nula.

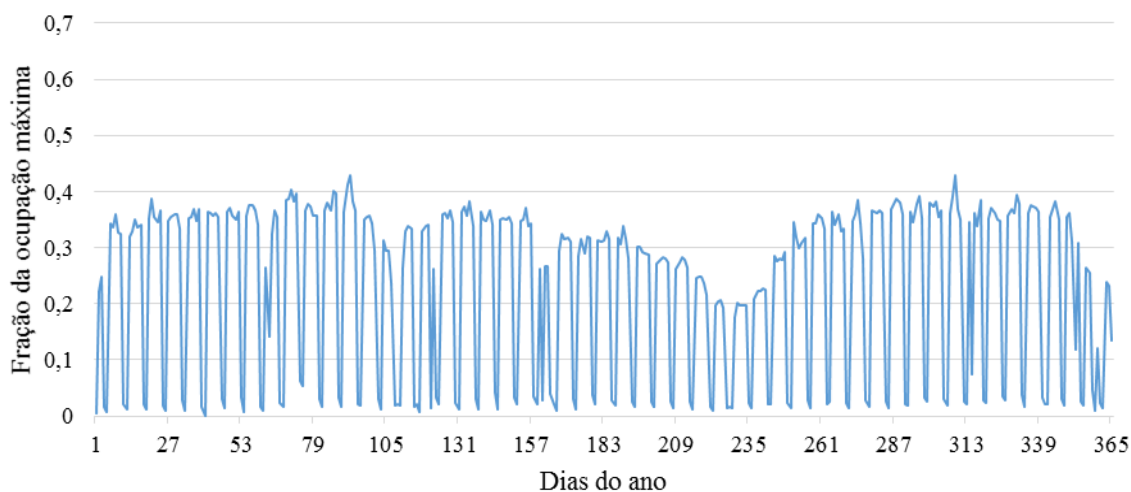


Figura 19: Ocupação média durante o horário de abertura do parque ao longo do ano.

Ao observar a Figura 19, verifica-se que a média de ocupação diária do PE oscila muito ao longo do ano, devendo-se parte desta variação aos diferentes níveis de ocupação nos dias úteis e nos dias de fim-de-semana.

Contudo, não é apenas observável essa oscilação semanal; também é possível observar que dos dias 209 a 261 se verifica um decréscimo de ocupação média diária. Isto é expectável uma vez que estes dias se situam entre julho e agosto, meses de férias. No final do ano, também se verifica uma ocupação muito inferior à verificada durante o resto do ano, pois, como já anteriormente apresentado, a semana do Natal leva a uma diminuição muito significativa da ocupação do PE.

Tal como sucedido anteriormente, devido às oscilações mencionadas, de forma a analisar com maior detalhe o que ocorre anualmente para períodos com o mesmo perfil de comportamento, torna-se interessante verificar o que sucede separadamente nos dias úteis e fins-de-semana (Figura 20 e Figura 21).

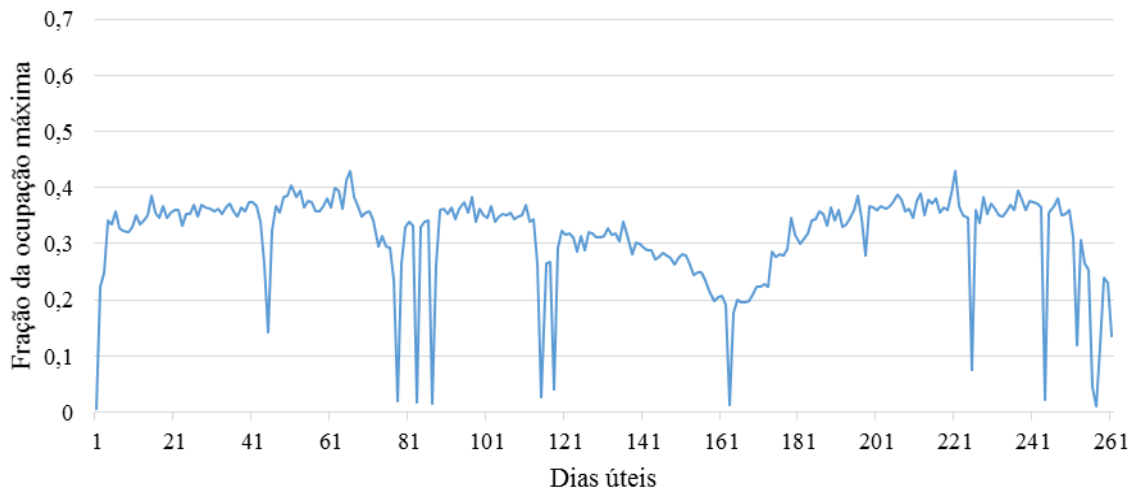


Figura 20: Ocupação média durante o horário de abertura do parque nos dias úteis.

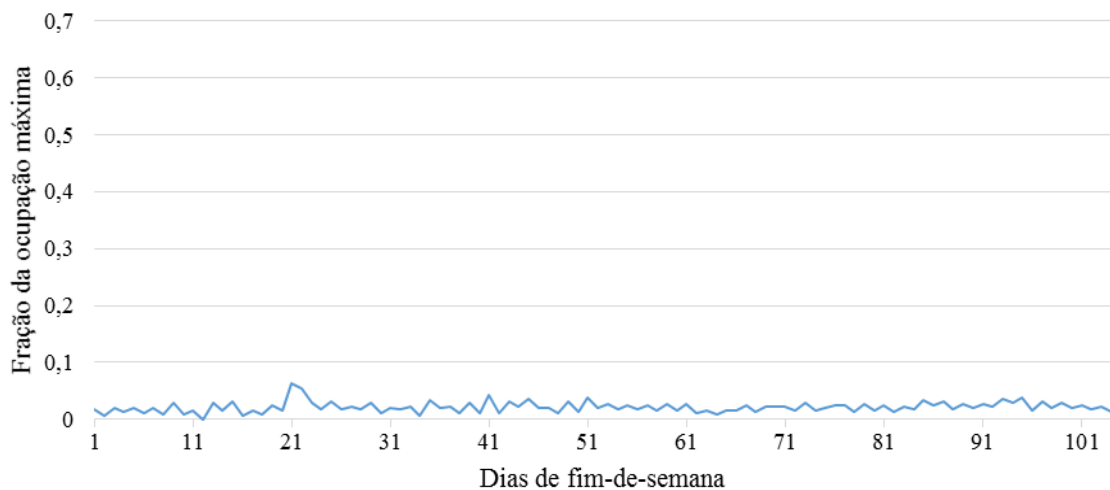


Figura 21: Ocupação média durante o horário de abertura do parque nos dias correspondentes a fins-de-semana.

Comparando a ocupação média diária dos dias úteis com os dias de fim-de-semana, é perceptível que os fins-de-semana, como referido anteriormente, apresentam uma ocupação muito inferior aos dias úteis. De outro ponto de vista, em valores absolutos a ocupação aos fins-de-semana tem uma menor variabilidade ao longo de todo o ano.

Os mínimos locais verificados na Figura 20 poderão ser resultado de anomalias ocorridas nesses dias, como o caso de feriados em dias úteis. Nestes casos, pode verificar-se que a diminuição da ocupação atinge os valores dos fins-de-semana, como seria de esperar, já que os feriados são similares aos fins-de-semana no que concerne ao trabalho. Um exemplo deste caso é o dia 115^o dos dias úteis, que corresponde ao feriado de 10 de junho.

A Figura 22 mostra a variação da ocupação do PE de outra perspetiva. Através desta figura, é possível saber o número de horas do ano em que o PE tem uma dada taxa de ocupação, ou mais.

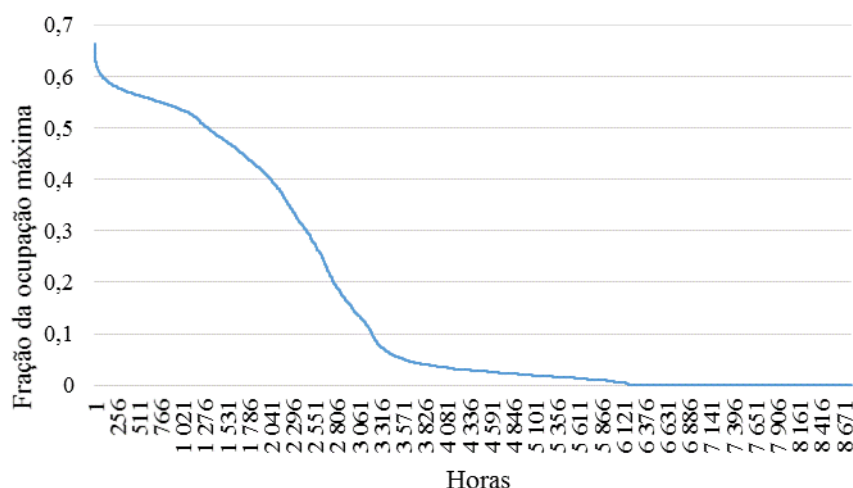


Figura 22: Taxa de ocupação do PE por horas no ano.

A ocupação máxima do PE observada durante 2014 foi de 694 veículos, representando uma taxa máxima de ocupação atingida de 66,4%. Porém, este valor apenas foi atingido durante duas horas no ano inteiro, pelo que não é muito significativo. Durante a maior parte do ano, o PE tem uma taxa de ocupação inferior a 10%, e grande parte destas horas correspondem ao encerramento do parque, que são cerca de 7 horas por dia.

Para efeito de cálculos posteriores, assume-se que estes dados do ano de 2014 são representativos da ocupação do parque em geral.

3.2. Análise Energética

Apresenta-se seguidamente a metodologia utilizada na análise energética do projeto em estudo. Esta consiste no dimensionamento de uma instalação fotovoltaica e na análise do potencial de aproveitamento da ESF produzida para o carregamento de VEs. Para tal, calcula-se a energia produzida e utilizam-se dois modelos de carregamento dos VEs: com e sem controlo.

3.2.1. Energia solar fotovoltaica

A análise da produção de ESF é fulcral no projeto de um parque de estacionamento solar, já que é a energia a que se dá primazia no carregamento dos veículos. Torna-se essencial determinar a energia realmente produzida e implementar as condições que otimizam o projeto.

Os dados meteorológicos horários do *LNEG (Laboratório Nacional de Energia e Geologia)* para Lisboa, com o formato *EPW*⁷, serviram de base aos cálculos da energia solar incidente no local em estudo. Estes dados incluem a componente da radiação solar global (G_{horiz}) e difusa (D_{horiz}) no plano horizontal, a componente direta normal (DNI) e a temperatura ambiente (T_{amb}), entre outros. Na descrição dos cálculos, consideram-se as coordenadas geográficas do PE e convencionam-se que as 24h do dia são da 1h às 24h.

O cálculo da produção de ESF faz-se determinando a energia solar que incide no plano dos painéis fotovoltaicos. Inicialmente, assume-se uma orientação e inclinação arbitrárias dos painéis para posteriormente otimizar estes parâmetros.

⁷ Um ficheiro com o formato EPW contém informação meteorológica na forma de texto para utilizar no programa EnergyPlus; esta informação deriva do formato meteorológico *Typical Meteorological Year 2 (TMY2)* [82].

A radiação global incidente no plano inclinado é dada pela Equação 1 [59].

$$G_i = B_i + D_i + R_i \quad (1)$$

Na expressão, G_i é a radiação global incidente no plano inclinado [W/m^2]; B_i a radiação direta incidente no plano inclinado [W/m^2]; D_i a radiação difusa incidente no plano inclinado [W/m^2] e R_i representa a radiação refletida incidente no plano inclinado [W/m^2].

O primeiro passo para o cálculo pretendido é calcular para cada hora do ano o seu dia juliano. Para tal, utiliza-se a Equação 2.

$$dia\ juliano_h = dia\ juliano + h/24 \quad (2)$$

Onde, $dia\ juliano_h$ corresponde ao valor do dia juliano de cada hora do ano, $dia\ juliano$ é o dia juliano base da hora em questão e h a hora do dia.

De seguida, calcula-se o ângulo horário (ω), em radianos, de acordo com a Equação 3 [60]. O valor de ω é negativo durante a manhã e positivo na parte da tarde.

$$\omega = 15 \times \pi/180 \times (h-12) \quad (3)$$

A declinação solar é definida como o ângulo entre o equador e a reta que une o sol e a Terra e calcula-se segundo a equação 4 [60].

$$\delta = 23,45 \times \frac{\pi}{180} \times \sin\left(2\pi \times \frac{(284 + dia\ juliano_h)}{365}\right) \quad (4)$$

Na expressão, δ representa a declinação solar [rad].

A altura solar é representada pelo ângulo entre o plano horizontal e os raios solares, e o ângulo complementar designa-se por ângulo zenital (Figura 23).

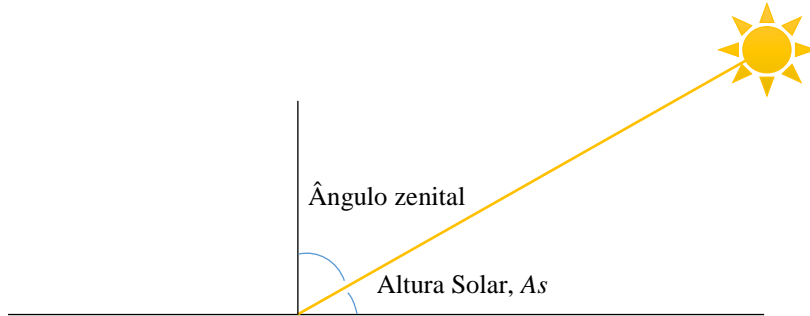


Figura 23: Esquema representativo dos ângulos correspondentes à altura solar e ao ângulo zenital.

A altura solar calcula-se através da Equação 5 [60].

$$As = asen(\sin(\delta) \times \sin(\varphi) + \cos(\delta) \times \cos(\varphi) \times \cos(\omega)) \quad (5)$$

As é a altura solar [rad] e φ a latitude [rad].

A convenção utilizada para o azimute é apresentada no esquema seguinte, onde a orientação a Sul é representada por um azimute de 180° (Figura 24).

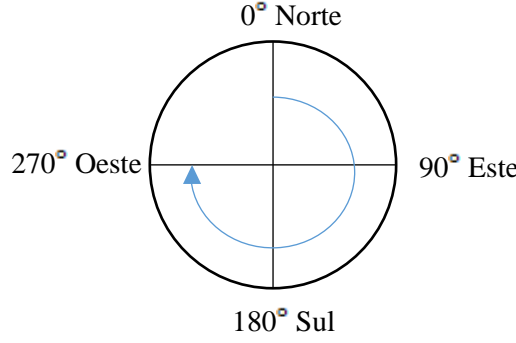


Figura 24: Convenção utilizada para o azimute.

O azimute calcula-se através da Equação 6, mas apenas para as horas em que o sol é visível (ou seja, quando $As > 0$) [61].

$$\Psi_a = \arccos\left(\frac{\sin(\delta) \times \cos(\varphi) - \cos(\delta) \times \sin(\varphi) \times \cos(\omega)}{\cos(As)}\right) \quad (6)$$

Na expressão, Ψ_a é o azimute [rad].

O azimute real do sol varia com a altura do dia para que é calculado. Por isso, para calcular o azimute correto, ajusta-se os cálculos para os diferentes períodos do dia. No período da tarde ($\omega \geq 0$), o azimute real (Ψ) é calculado pela Equação 7; no período da manhã ($\omega < 0$), é igual ao azimute anteriormente calculado (Ψ_a).

$$\Psi = 2\pi - \Psi_a \quad (7)$$

O ângulo de incidência é definido como o ângulo entre os raios solares e a normal ao plano da superfície inclinada, como representado na Figura 25.

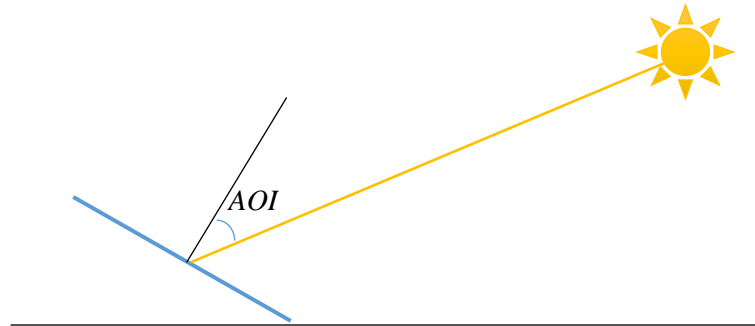


Figura 25: Esquema representativo do ângulo de incidência.

O cosseno do ângulo de incidência dos raios solares no plano inclinado calcula-se de acordo com a Equação 8 [59].

$$\cos(AOI) = \cos(As) \times \sin(\beta) \times \cos(\Psi - \Psi_{\text{módulo}}) + \sin(As) \times \cos(\beta_{\text{módulo}}) \quad (8)$$

Na expressão, AOI é o ângulo de incidência dos raios solares no plano inclinado [rad], $\Psi_{\text{módulo}}$ e $\beta_{\text{módulo}}$ são a orientação e inclinação do módulo fotovoltaico [rad], respetivamente.

O cosseno do ângulo de incidência é nulo quando alguma das duas condições definidas de seguida não é cumprida.

$$As \geq 5 \times \pi/180 \quad (9)$$

$$\cos(\Psi_{\text{módulo}} - \Psi) \geq 0 \quad (10)$$

Estas condições são estabelecidas para que o ângulo de incidência faça sentido. A altura solar deve ser superior a 5° de modo a que no cálculo do azimuth (Equação 6) o divisor não seja nulo.

Além disso, define-se que o azimuth só tem interesse quando o cosseno da diferença entre a orientação da superfície (neste caso, do módulo fotovoltaico) e o azimuth real seja positivo; ou seja, a diferença entre os dois azimuths tem que se encontrar no intervalo -90° a 90°, uma vez que, caso contrário, a radiação solar incide atrás do módulo, o que não é relevante para o estudo. Na Figura 26, ilustra-se um exemplo em que a diferença referida ($\Psi_{\text{módulo}} - \Psi$) se encontra dentro do intervalo definido e, perante a orientação representada do módulo (180°, Sul), apenas é relevante para o estudo em questão os períodos em que o azimuth Ψ se encontra entre 90° (Este) e 270° (Oeste).

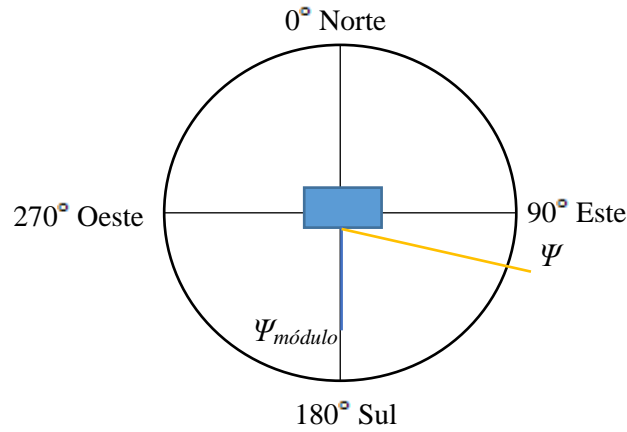


Figura 26: Esquema representativo de um exemplo para a condição estabelecida: $\cos(\Psi_{\text{módulo}} - \Psi) \geq 0$.

Mantendo as mesmas condições anteriormente descritas, procede-se ao cálculo da radiação global no plano inclinado (Equação 1). As componentes da radiação direta, difusa e refletida são dadas pela Equação 11, Equação 12 e Equação 13, respetivamente [62][59].

$$B_i = DNI \times \cos(AOI) \quad (11)$$

$$D_i = D_{\text{horiz}} \times ((1 + \cos(\beta_{\text{módulo}}))/2) \quad (12)$$

$$R_i = (DNI \times \sin(As) + D_{\text{horiz}}) \times \rho \times ((1 - \cos(\beta_{\text{módulo}}))/2) \quad (13)$$

Na Equação 13, ρ representa a refletividade do solo.

No cálculo da componente da radiação refletida, tem-se em conta um índice de refletividade do solo de 0,2.

Deste modo, torna-se possível o cálculo da radiação que atinge a superfície inclinada; para calcular a produção efetiva resultante desta captação de energia é necessário proceder ao dimensionamento da instalação fotovoltaica e à escolha dos equipamentos complementares.

3.2.1.1. Dimensionamento da instalação

O dimensionamento de uma instalação fotovoltaica com as características do caso de estudo depende maioritariamente da área disponível para a montagem dos painéis fotovoltaicos, considerando uma orientação e uma inclinação ótimas. Nas secções seguintes, serão apresentados dois cenários de condições para o dimensionamento da instalação fotovoltaica, os dispositivos selecionados e a produção de energia conseguida.

3.2.1.1.1. Otimização da orientação/inclinação dos módulos

A orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos são objeto do dimensionamento da instalação fotovoltaica. Neste campo, utilizaram-se duas abordagens, seguidamente descritas.

Na primeira abordagem, otimiza-se a orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos para maximizar a radiação incidente⁸. Utilizando o *Solver* do *Excel*, que usa métodos da investigação operacional para encontrar a solução ótima para um problema obedecendo a constrangimentos que se definem, encontra-se o par orientação/inclinação que maximiza a energia global anual no plano inclinado. A otimização utilizada tem como base o método evolucionário com as características mencionadas na Tabela 3. Além destas características, de forma a tornar a otimização mais rápida, impõem-se limites para a inclinação (entre 26° e 38°) e para o azimute (entre 165° e 195°).

Tabela 3: Características do método evolucionário utilizado com a ferramenta ‘Solver’ do Excel.

Convergência	0,0001
Taxa de mutação	0,075
Tamanho da população	200
‘Seed’ aleatório	0
Máximo soluções sem melhoramento	30

As soluções encontradas que otimizam a energia global captada no plano inclinado são as presentes na Tabela 4. Como seria de esperar, a orientação ótima encontrada é aproximadamente a Sul, por isso estas condições serão referidas como as correspondentes ao cenário com orientação Sul.

Tabela 4: Condições ótimas encontradas para a orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos e energia global anual incidente nestas condições.

Orientação	182°
Inclinação	32°
G_i anual	1,68 MWh/m ²

⁸ A ferramenta *PVGIS* [83], uma ferramenta *online* que permite uma avaliação do recurso solar, poderia ter sido diretamente utilizada para saber os parâmetros ótimos da instalação; no entanto, para a análise efetuada neste trabalho, seria necessário ter os valores horários da produção de ESF ao longo de todo o ano. O cálculo da produção de energia, não sendo exatamente o mesmo utilizado pelo *PVGIS* para otimização da inclinação e orientação, poderia levar a incoerências, i.e., o par orientação/inclinação ótimos para o *PVGIS* poderia não o ser para a metodologia utilizada. Por estas razões, optou-se por otimizar a orientação e inclinação dos módulos sem recorrer ao *PVGIS*.

Com o *software Sketchup* com o *plug-in Skelion*⁹, é possível preencher as estruturas de sombreamento virtuais dos veículos com módulos nas condições anteriormente apresentadas, como representado na Figura 27. Para tal, assume-se que os painéis devem estar afastados cerca de 0,04m uns dos outros e que as várias fileiras de módulos têm de estar afastadas cerca de 4,46 m (valor recomendado pelo programa), para que não exista sombreamento dos módulos no solstício de inverno, quando o Sol se encontra mais baixo. Segundo estes parâmetros, a instalação fotovoltaica teria cerca de 2200 módulos (considerando módulos fotovoltaicos com uma área de 1x1,67 m²).

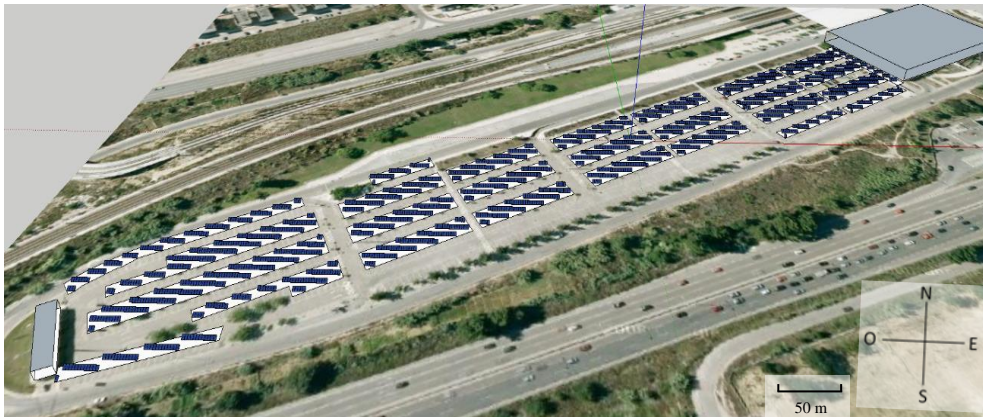


Figura 27: Esquema representativo da configuração dos painéis fotovoltaicos no PE considerando as condições ótimas de instalação.

A segunda abordagem ao dimensionamento desta capacidade fotovoltaica baseia-se na orientação da maioria dos blocos de estacionamento do PE, que corresponde a cerca de 150°, como se representa na Figura 28. Uma vez que esta orientação corresponde à direção de Sudeste, as condições apresentadas de seguida corresponderão ao cenário com orientação a Sudeste.

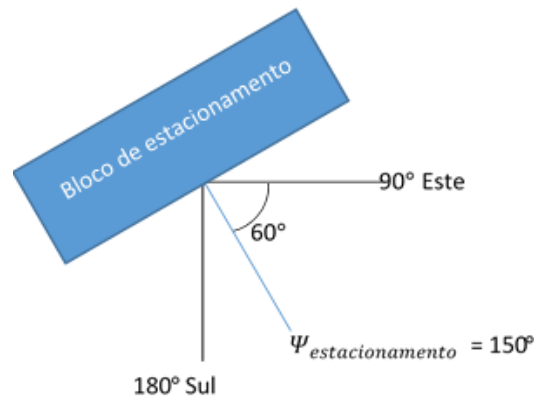


Figura 28: Esquema representativo da orientação da maioria dos blocos de estacionamento ($\Psi_{\text{estacionamento}}$) no PE.

A maximização da energia captada otimiza-se variando a inclinação dos painéis e fixando a orientação 150°; analogamente à otimização anterior, mantêm-se os constrangimentos da inclinação. Deste modo, obtém-se um valor ótimo de 33° de inclinação.

⁹ O *plug-in Skelion* permite “projetar instalações solares térmicas e fotovoltaicas em modelos 3D” [84].

Tabela 5: Condições ótimas encontradas para a inclinação dos módulos fotovoltaicos e energia global anual incidente nestas condições tendo em conta a orientação da maioria dos blocos de estacionamento.

Orientação	150°
Inclinação	33°
G_i anual	1,46 MWh/m ²

Como seria expectável, a energia anual que atinge o plano inclinado nestas condições tem um valor ligeiramente inferior ao caso anterior. No entanto, a esta nova orientação permite instalar mais painéis. Recorrendo novamente ao *plug-in Skelion* do *Sketchup*, obtém-se uma área disponível suficiente para instalar cerca de 3480 painéis, segundo as condições definidas para a orientação Sudeste (Figura 29). Uma vez que esta configuração permite um muito maior aproveitamento da área disponível para a instalação dos painéis, com uma penalização pequena na energia captada por unidade de área, considera-se este cenário como mais favorável para a instalação fotovoltaica.



Figura 29: Esquema representativo da configuração dos painéis fotovoltaicos no PE considerando a orientação da maioria dos blocos de estacionamento.

3.2.1.1.2. Seleção dos equipamentos

A escolha dos equipamentos para a instalação fotovoltaica deve ter em atenção a dimensão da mesma e o local.

Selecionaram-se os módulos fotovoltaicos a modelar tendo em atenção a sua disponibilidade no mercado português, optando-se pelo *Sunmodule Plus SW 285 mono* da *FFSOLAR*. As características principais deste módulo encontram-se descritas na Tabela 6.

Tabela 6: Características do módulo fotovoltaico adotado.

Marca e modelo	<i>Sunmodule Plus SW 285 mono</i>	
Tecnologia	Silício monocristalino	
Potência máxima	Condições <i>Standard Test Conditions – STD</i>	285 W _p
	(STC - 1000 W/m ² ; 25°C; AM 1,5)	
	Condições <i>Normal Operating Cell Temperature - NOCT</i>	213,1 W _p
	(800 W/m ² ; NOCT = 46°C; AM 1,5)	

Área do módulo	1,67 m ²	
Eficiência	17,17 %	
Característica térmica - Perda de eficiência	Potência	-0,41%/K

Uma vez que o número de módulos a instalar é de 3480 unidades, obtém-se uma capacidade instalada de 990 kW. Recorrendo ao *software System Advisor Model (SAM¹⁰)*, a configuração dos módulos admitida foi de 20 módulos por *string* e 174 *strings*, o que implica cerca de 16 inversores para que se consiga um rácio DC-AC de 1,04.

Devido à dimensão da instalação fotovoltaica, a configuração a aplicar é um pouco mais complexa do que numa instalação pequena, (Figura 30).

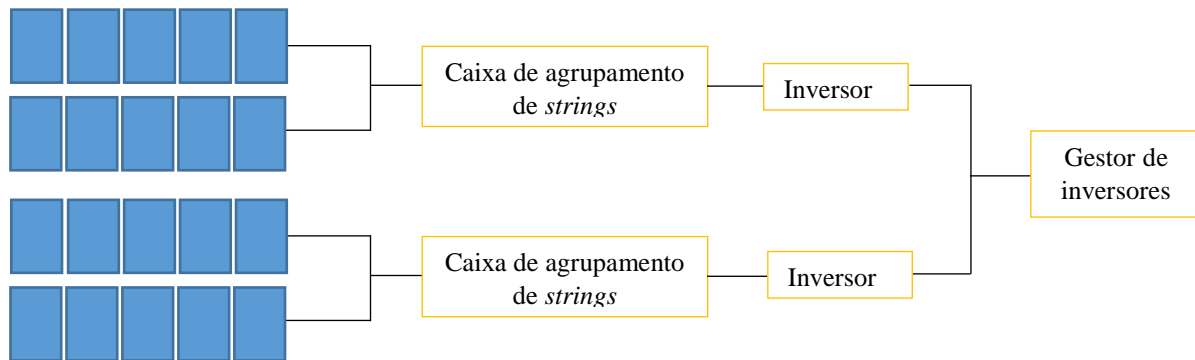


Figura 30: Esquema representativo da disposição das strings dos módulos fotovoltaicos em relação às caixas de agrupamento de strings, inversores e gestor de inversores.

A disposição considera 16 agrupamentos de *strings*, cada um ligado a um inversor DC-AC, que, por sua vez, será controlado pelo gestor de inversores central. O agrupamento de várias *strings* permite uma maior flexibilidade na distribuição de todo o sistema como também uma menor utilização de cabos. O fabricante de módulos SMA disponibiliza *online* um produto, o SUNNY TRIPOWER 60, que possibilita a execução de um esquema semelhante ao descrito na Figura 30. Deste modo, os inversores STP60000TL são selecionados, assim como as caixas de agrupamento de *strings* e o gestor de inversores.

3.2.1.1.3. Produção de energia solar fotovoltaica

Na produção de ESF é necessário ter em conta as eficiências dos vários dispositivos utilizados. Considera-se a eficiência do módulo fotovoltaico selecionado, dos inversores (onde se assumiu o valor da eficiência máxima) e dos cabos de ligação necessários. Estes valores encontram-se na Tabela 7. Não foram consideradas perdas por sombreamento, pois este ocorre maioritariamente no início e final do dia, altura em que tendencialmente existem poucos carros a carregar (a maioria dos VEs já estaria carregada ao fim da tarde) e a produção é, de toda a forma, baixa.

Tabela 7: Eficiência associada aos componentes incorporados na instalação fotovoltaica.

$\eta_{\text{módulo fotovoltaico}}$	17,17 %
η_{inversor}	98,8 %
η_{cabos}	95 %

¹⁰ O SAM é um *software* que ajuda no dimensionamento e análise financeira de diversos projetos de energias renováveis.

A variação de eficiência em função da temperatura ambiente também deve ser considerada, pois influencia a produção de energia. Assim, considera-se as características térmicas da perda de eficiência em relação à potência do módulo. O coeficiente associado é o indicado na Tabela 6. Ou seja, por cada grau de diferença em relação à temperatura de referência (por exemplo, a temperatura das condições NOCT), reduz-se em 0,41% a potência do painel fotovoltaico.

O cálculo da perda de eficiência referida tem em conta as condições NOCT (Tabela 6) e a temperatura ambiente (ficheiro EPW do LNEG para Lisboa) ao longo de todo o ano. Inicialmente, calcula-se a temperatura do módulo com a Equação 14.

$$T_{\text{módulo}h} = \frac{NOCT - 20}{G_{NOCT}} \times G_h + T_{\text{amb}h} \quad (14)$$

Na expressão, $T_{\text{módulo}h}$ representa a temperatura do módulo fotovoltaico na hora h [K]; $NOCT$ é a temperatura da célula fotovoltaica nas condições NOCT [K]; G_{NOCT} é a radiação solar em condições NOCT [W/m^2]; G_h é a radiação na hora h [W/m^2] e $T_{\text{amb}h}$ é a temperatura ambiente na hora h [K].

De seguida, verifica-se a diferença da temperatura do módulo em relação à temperatura NOCT e procede-se ao cálculo da eficiência causada pelo parâmetro de perda de eficiência da potência (0,41%/K), através da Equação 15.

$$\eta_{\text{Tambiente}h} = (100\% - 0.41\%) \times \Delta T_h \quad (15)$$

Na expressão, $\eta_{\text{Tambiente}h}$ é a eficiência associada aos efeitos da temperatura ambiente na hora h [k] e ΔT_h é a diferença de temperatura absoluta entre o módulo e o ambiente na hora h [K].

A eficiência global do sistema a cada hora ($\eta_{\text{global}h}$) determina-se de acordo com todas as eficiências mencionadas anteriormente, Equação 16.

$$\eta_{\text{global}h} = \eta_{\text{módulo fotovoltaico}} \times \eta_{\text{inversor}} \times \eta_{\text{cabos}} \times \eta_{\text{Tambiente}h} \quad (16)$$

A área de captação dos módulos fotovoltaicos é conseguida através da multiplicação do número de módulos pela sua área individual.

A energia produzida é então calculada de acordo com a Equação 17.

$$E_{\text{produzida}h_W} = G_h \times A_{\text{módulos}} \times \eta_{\text{global}h} \quad (17)$$

Na expressão, $E_{\text{produzida}h_W}$ é a energia produzida na hora h [W] e $A_{\text{módulos}}$ a área de captação dos módulos fotovoltaicos [m^2].

3.2.2. Carregamento dos veículos elétricos

A análise da conjugação da ESF produzida e do carregamento dos VEs tem de ser feita do lado da produção, como descrito, mas também do lado do carregamento dos VEs, estudando a melhor coordenação de ambos os perfis. Analisaram-se dois tipos de carregamento: um sem controlo, e outro controlado. O diagrama de carga do carregamento dos VEs considera que toda a ocupação do PE corresponde a VEs.

3.2.2.1. Carregamento sem controlo

O diagrama de carga associado ao carregamento sem controlo dos VEs tem em conta diversos parâmetros, entre os quais se encontram as entradas no PE e a duração média do estacionamento e do carregamento. Neste carregamento, considera-se que quando o veículo estaciona começa logo a carregar. A análise feita é horária.

3.2.2.1.1. Duração do estacionamento

A duração do estacionamento tem em conta os hábitos dos clientes do PE em estudo, tendo sido utilizados os dados de ocupação mencionados inicialmente. Utilizaram-se duas metodologias diferentes para calcular o tempo de estacionamento dos veículos.

A primeira metodologia baseia-se nas horas com maior número de entradas e saídas no parque, calculando-se a diferença existente entre estas horas. Assume-se que até ao pico de ocupação do parque só existem veículos a entrar (Equação 18) e a partir dessa hora só se verificam saídas (Equação 19). De seguida, determina-se o tempo de estacionamento médio dos veículos no PE através da Equação 20. Considera-se o perfil de ocupação do dia médio anual.

$$Entradas_h = Ocupação_{h+1} - Ocupação_h \quad (18)$$

$$Saídas_h = Ocupação_h - Ocupação_{h+1} \quad (19)$$

$$\Delta t^- = h_{\max(Saídas)} - h_{\max(Entradas)} \quad (20)$$

Nas equações, $Entradas_h$ corresponde às entradas observadas na hora h ; $Ocupação_{h+1}$ e $Ocupação_h$ representam o número de veículos no parque na hora $(h+1)$ e h , respetivamente; $Saídas_h$ é o número de saídas na hora h ; Δt^- é o tempo de estacionamento; $h_{\max(Saídas)}$ e $h_{\max(Entradas)}$ correspondem às horas em que se verificam maior número de saídas e entradas, respetivamente.

O número de entradas e saídas dos VEs resultantes desta análise a cada hora do dia médio anual encontram-se representados na Figura 31.

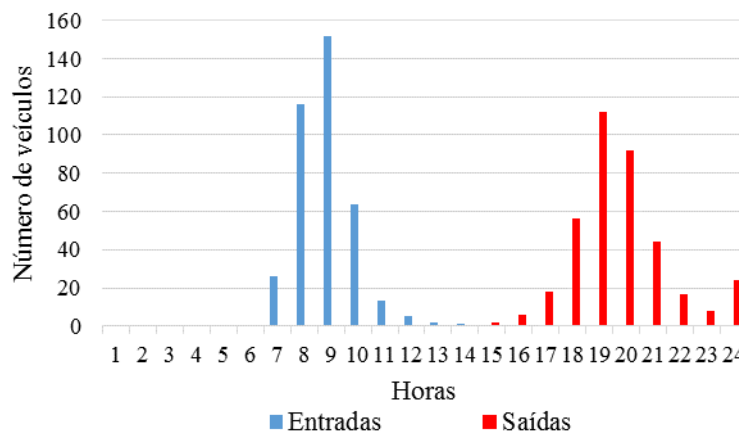


Figura 31: Entradas e saídas dos veículos no PE no dia médio anual.

Às 9h observa-se o maior número de entradas no parque e às 19h observa-se o maior número de saídas (Figura 31). Seguindo esta abordagem, a duração média do estacionamento no dia médio anual é de 10 horas. Ao utilizar este método para determinar a duração média de estacionamento nos dias úteis e ao fim-de-semana obtém-se 10 horas e 14 horas, respetivamente (Anexo I).

A segunda abordagem assenta na determinação de duas medianas secundárias da ocupação do PE, uma antes da mediana global de ocupação e outra depois. Calcula-se o número total de ocupação ao longo do dia de acordo com a Equação 21.

$$N_{total\ ocupação} = \sum_h^{24} Ocupação_h \quad (21)$$

$N_{total\ ocupação}$ representa o número total de veículos por hora ao longo de todo o dia.

De seguida, a mediana global (h^-) considera-se como a primeira hora que satisfaz a condição seguinte.

$$\sum_{h=1}^{h^-} Ocupação_h > \frac{N_{total\ ocupação}}{2} \quad (22)$$

O tempo de estacionamento médio é então calculado através da Equação 23.

$$\Delta \bar{t} = \frac{\sum_{h=h^-}^{24} h \times Ocupação_h}{\sum_{h=h^-}^{24} Ocupação_h} - \frac{\sum_{h=1}^{h^-} h \times Ocupação_h}{\sum_{h=1}^{h^-} Ocupação_h} \quad (23)$$

De acordo com esta abordagem, o tempo de estacionamento médio dos veículos é de 5h48min para o dia médio anual. Nos dias úteis, o tempo de estacionamento é de 5h46 min e nos dias de fim-de-semana de 7h12min. Os períodos de estacionamento obtidos com esta abordagem são mais específicos do que os da abordagem anterior (i.e., fornecem uma previsão ao minuto e não apenas uma aproximação de um valor horário inteiro), uma vez que estes dependem não de valores inteiros das horas com maior afluência de entradas/saídas de veículos, mas sim de medianas calculadas cujos valores não são inteiros.

3.2.2.1.2 Energia necessária ao carregamento

Para cálculo das necessidades de energia diárias dos VEs, neste trabalho considera-se a média diária da distância percorrida com veículos em Portugal, de 35 km [31]. Visto a autonomia média de uma VE ser muito superior a isso, conclui-se que os VEs não necessitam de recarregar a bateria todos os dias.

Assume-se um consumo médio de 0,615 MJ/km (aproximadamente 0,171 kWh/km), tendo já em consideração as eficiências associadas ao carregador do VE, ao descarregamento da bateria e ao carregamento da mesma através do mecanismo de travagem regenerativa [63]. Com este e a distância média percorrida diariamente, determina-se através da Equação 24 a energia diária média de que os VEs precisam, que é cerca de 6 kWh.

$$E_{carreg_diária} = D_{diária} \times C_{VE} \quad (24)$$

Aqui, $E_{carreg_diária}$ corresponde à energia de carregamento necessária diariamente [kWh]; $D_{diária}$ é a distância média diária percorrida [km] e C_{VE} é o consumo [kWh/km].

Para determinar o diagrama de carga do carregamento dos VEs é necessário saber a potência dos carregadores a instalar no PE, sendo necessário escolhê-los, portanto.

Os carregadores públicos selecionados para este projeto foram os da linha MCC da *Magnum Cap – Electrical Power Solutions*. A configuração MCC baseia-se num dispositivo central (*MCC Kiosk*) que controla diversos postos de carregamento (*Satellites*) com duas tomadas com uma potência de ligação de 3,7 kW (230V_{AC} e 16A), tendo-se admitindo que cada quiosque suportaria

cerca de 10 satélites, ou seja, 20 tomadas [64]. Considera-se cerca de 35 configurações deste tipo para o PE em estudo, de modo a cobrir todos os lugares.

A energia diária e a potência de carregamento mencionados anteriormente permitem, usando a Equação 25, determinar o tempo de duração do carregamento.

$$t_{\text{carregamento}} = \frac{E_{\text{carreg_diária}}}{P_{\text{ligação}}} \quad (25)$$

Aqui, $t_{\text{carregamento}}$ é o tempo de carregamento diário necessário [h] e $P_{\text{ligação}}$ a potência de carregamento [kW].

Aplicando a equação, apura-se que o tempo de carregamento diário deverá ser de aproximadamente 1h40min. Independentemente da abordagem selecionada para a determinação do tempo de estacionamento dos veículos, o tempo de carregamento é inferior a essa duração, pelo que, em ambos os casos, os VEs podem carregar no parque a totalidade da energia de que necessitam diariamente.

3.2.2.2. Carregamento controlado

O carregamento controlado é mais complexo, implicando desafios técnicos, como discutido na Secção 2.4. No entanto, é possível fazer uma otimização do carregamento simples usando como critério a utilização do máximo de energia fotovoltaica produzida, evitando o recurso a baterias do parque ou à rede.

A base da otimização simplificada do carregamento de VEs são as entradas dos veículos no parque e a energia produzida. Assume-se que sempre que existe potência disponível suficiente para carregar a totalidade dos veículos que dão entrada, estes começam a carregar de imediato, e carregam até ao fim das suas necessidades. Este período de 1h40min foi aqui arredondado para 2h, já que a análise é horária. Por outro lado, se a potência não for suficiente para carregar os veículos que dão entrada numa certa hora, o seu carregamento é adiado até haver disponibilidade de potência para o carregamento.

A metodologia para conseguir esta otimização assenta na construção de um diagrama hora a hora no qual se introduz o número de veículos que pode começar a carregar a cada hora durante o período de carregamento pré-estabelecido, tendo em conta os veículos que iniciaram o carregamento nas horas precedentes e ainda se encontram a carregar. O número de veículos que pode começar a carregar a cada hora é decidido com base na Equação 26.

$$N_{VEh} = \frac{E_{\text{produzida}h_kW} - C_{VEh_precedente}}{P_{\text{ligação}}} \quad (26)$$

Na expressão, N_{VEh} é o número de VEs que pode começar a carregar na hora h ; $E_{\text{produzida}h_kW}$ é a energia produzida nessa hora [kW] e $C_{VEh_precedente}$ é o consumo devido ao carregamento dos VEs que já se encontram a carregar por terem começado mais cedo o seu carregamento [kW].

Depois de se aferir o número de veículos em espera que podem iniciar o carregamento, é necessário saber o número de entradas nessa hora. Como foi descrito em cima, caso não haja potência remanescente suficiente para todas as entradas, parte dos veículos terá que aguardar. A prioridade baseia-se na ordem de chegada ao parque dos veículos.

3.3. Análise do investimento

Na análise de viabilidade económica de um projeto é importante considerar diferentes condições e pressupostos, para conhecer as condições que otimizam a sua rentabilidade. A presente análise tem em consideração diversos cenários que averiguam a viabilidade do projeto para diferentes parâmetros. Esta análise permite perceber a melhor estratégia a adotar pelo investidor.

Nesta secção, descreve-se a metodologia utilizada para determinar elementos essenciais no projeto, como o investimento necessário, os preços de compra e venda de energia, os indicadores económico-financeiros e o balanço económico; seguindo-se a descrição dos vários cenários considerados.

A análise do investimento consiste na determinação da viabilidade do projeto para vários cenários. Primeiro, serão descritos três modelos de negócio, um deles adotado como referência. Descreve-se depois a análise de sensibilidade a alguns dos seus parâmetros. Seguidamente, apresentam-se os três cenários alternativos, para posteriormente serem analisadas as implicações financeiras em relação ao cenário de referência. Este processo encontra-se resumido na Figura 32.

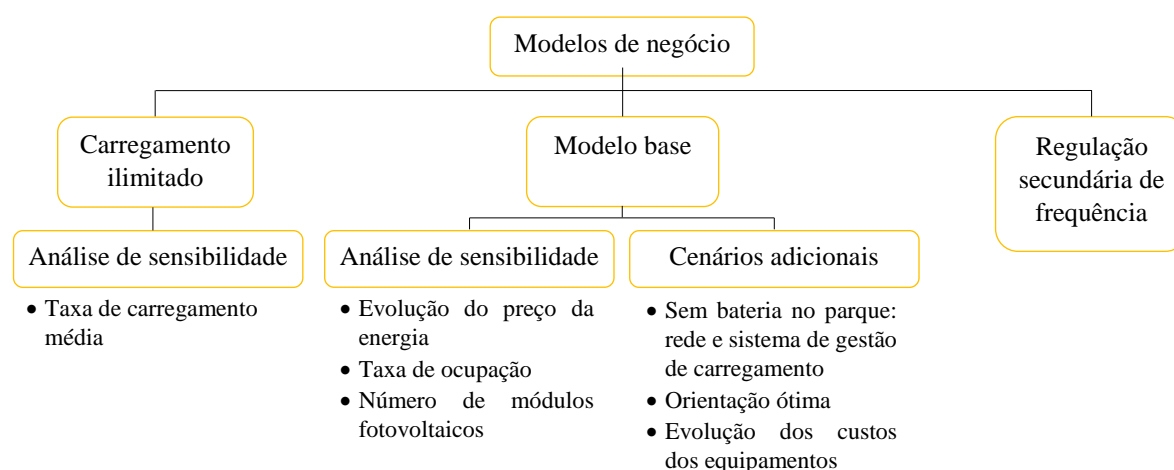


Figura 32: Esquema resumo da análise financeira de diferentes cenários.

3.3.1. Investimento

O investimento inicial é crucial na viabilidade económica de um projeto. As receitas de um projeto podem ser boas, mas o investimento necessário pode inviabilizá-lo.

O investimento total numa instalação fotovoltaica para carregamento de VEs num PE tem várias parcelas: módulos fotovoltaicos, estruturas metálicas para a instalação dos módulos, estações de carregamento dos VEs, inversores, da bateria, outros equipamentos e outros custos de instalação. Considera-se que o tempo de vida deste projeto equivale ao tempo de vida útil dos módulos fotovoltaicos, cerca de 25 anos.

Como referido, o módulo fotovoltaico considerado é o *Sunmodule Plus SW 285 mono* da *FFSOLAR*. Um contacto com o fornecedor permitiu apurar que em encomendas superiores a 3000 unidades este modelo tem um preço de 168 €/unidade, sem IVA (foi considerada a taxa atual de 23%) e a taxa ecovalor em vigor para o equipamento (1,78 €/unidade [65]), perfazendo um total de 208,6 €/unidade.

O preço considerado das estruturas metálicas é de 300 k€/MW instalado. Este valor foi apurado junto da GALP, que promoveu uma instalação semelhante junto da FCUL, em Lisboa.

Os carregadores públicos escolhidos são da marca *MAGNUM CAP* gama MCC, conforme referido. O dispositivo central custa 2500 €/unidade e o equipamento *Satellite* tem um preço de 1600€/unidade. Cada dispositivo instalado tem um custo associado de instalação de 500 €/unidade [64].

O sistema de inversores é constituído pelo conjunto *SUNNY TRIPOWER 60* da SMA. Este conjunto inclui os inversores, caixas de agrupamento de *strings* e um gestor de inversores. Os preços relativos aos três componentes encontram-se na Tabela 8.

Tabela 8: Preços dos componentes associados ao conjunto de inversores SMA SUNNY TRIPOWER 60 [66].

Preços dos componentes [€/unidade] – SMA SUNNY TRIPOWER 60	
Inversor	7131,1
Caixa de agrupamento de <i>strings</i>	618,0
Gestor de inversores	2583,7

A bateria do parque estará sujeita a um elevado número de ciclos de carregamento e descarregamento, degradando-se, pelo que se considera necessário substituí-la uma vez ao longo do tempo de vida útil do projeto.

Como os custos das baterias de iões de lítio (*Li-ion*) estão ainda a descer, tem-se em consideração dois preços diferentes para as duas baterias: o preço em 2015 e o previsto em 2025. O tempo de vida útil da primeira e da segunda bateria assume-se de 10 anos e 15 anos, respetivamente (coincidindo no total com o tempo de vida útil do projeto, de 25 anos). Admite-se que a segunda bateria tem maior longevidade porque a tecnologia melhora.

Nos estudos de previsão tecnológica, as curvas de evolução dos preços de baterias de *Li-ion* dependem fortemente da perspetiva tomada pelos seus autores. Como tal, utiliza-se a média de três curvas de aprendizagem de fontes distintas para estimar os preços das baterias de *Li-ion* em 2025¹¹.

As curvas analisadas têm os preços em dólares americanos (USD); a conversão para euro foi feita à taxa de 0,89 €/USD. Como apenas a última curva inclui as estimativas do preço da bateria para cada ano, é necessária uma linha de tendência nas outras duas curvas que permita preencher os valores dos restantes anos.

Por outro lado, como apenas a última curva descrita tem previsões até 2050 e apenas é necessário o preço em 2015 e em 2025, considera-se uma curva de aprendizagem de 2015 a 2030.

De seguida, ao efetuar-se a média entre as três curvas (todas já com valores para todos os anos do intervalo), obtém-se a curva média de aprendizagem das baterias de *Li-ion*, como mostra a Figura 33.

¹¹ A primeira curva de aprendizagem encontra-se na Ref. [85] (*Björn Nykvist e Måns Nilsson - Stockholm Environment Institute*). O estudo apresenta diversas curvas de aprendizagem com valores de 5 em 5 anos até 2030 provindos de outras fontes, e por isso considerou-se a média dessas curvas.

A segunda curva de aprendizagem provém da Ref. [86] (*Winfried Hoffmann - ASE*), apresentando valores para os anos de 2012, 2015, 2020 e 2030.

A terceira curva de aprendizagem, Ref. [87] (*Rocky Mountain Institute*), é a do preço médio das baterias entre 2013 e 2050.

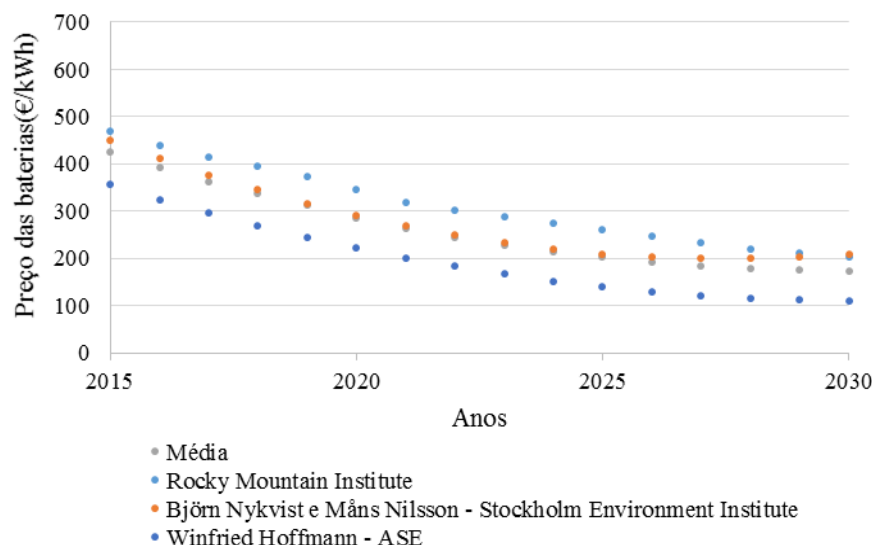


Figura 33: Evolução dos preços das baterias de Li-ion de acordo com diversas curvas de aprendizagem.

O preço médio da bateria em 2015 é de 425 €/kWh e o estimado para 2025 é de 204 €/kWh. É de referir que estas curvas são provavelmente conservadoras, pois recentemente a *TESLA MOTORS* lançou a bateria modular *PowerPack* de 100 kWh, com um preço de 223 €/kWh, antecipando a redução de preço em 5 a 10 anos[67].

Para finalizar o investimento, restam os preços dos outros equipamentos necessários. Entre estes, encontram-se contadores, quadros elétricos e cabos. Os preços considerados têm em atenção o custo de referência para o sistema de 12 kW do PE solar presente no LNEG, acrescentando-se 10% do custo deste, o que perfaz cerca de 13,9 k€.

3.3.2. Preços de compra e venda de energia

Na análise financeira de um projeto tem de se considerar as receitas e despesas ao longo da sua vida útil. No capítulo da energia deste projeto, as receitas e despesas são as da venda e compra de energia à rede, como mostra a Figura 34.

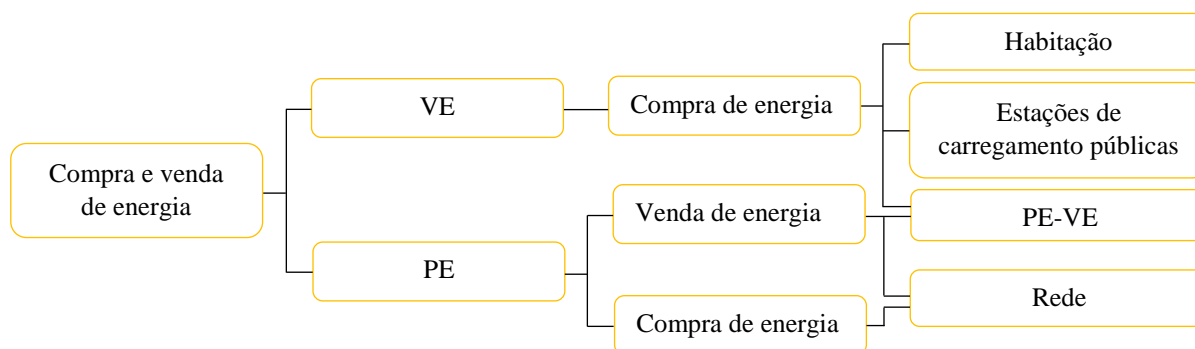


Figura 34: Esquema de venda e compra de energia: dos VEs e do PE.

Os proprietários dos VEs têm três alternativas: carregar os VEs nas suas habitações, nas estações de carregamento público ou utilizando o PE em análise. Se fosse atualmente, diante destas alternativas as estações de carregamento público da rede *Mobi.e* são as mais atrativas,

porque ainda se encontram em fase piloto¹², disponibilizando energia gratuita. No entanto, trata-se de uma situação temporária, e não considerada.

A compra e venda de energia para o carregamento dos VEs pode ser analisada de duas perspetivas distintas. Por um lado, o preço de venda de energia aos VEs tem de ser atrativo para os clientes; por outro, este não pode deixar de ser atrativo para o PE. Para satisfazer ambas as partes, o preço do carregamento deverá respeitar um intervalo, cujo limite superior deverá ser o preço do carregamento na habitação do proprietário e o limite inferior deverá ser o preço da compra de energia à rede para o PE, quando a ESF produzida não é suficiente. Para que a venda da energia comprada à rede aos VEs não se torne um prejuízo, o preço de venda aos VEs terá de ser superior ao de compra da energia à rede, apresentando uma margem que permita contribuir para abater o investimento da instalação fotovoltaica.

O preço de compra de eletricidade por particulares depende do tarifário. Uma vez que a EDP tem um produto específico para os clientes que pretendem carregar os seus VEs em casa, este foi o tarifário usado nas análises comparativas. Consideram-se duas análises distintas: numa o consumidor tem um tarifário simples e noutra o cliente tem um tarifário bi-horário. Para os dois casos utiliza-se como referência o produto *Casa Click* da EDP que apenas fornece eletricidade [68]. Em ambos os casos, a potência contratada do consumidor antes de ter o seu VE é de 5,75 kW e após o adquirir altera-se para 6,9 kW.

Os valores correspondentes ao tarifário simples e bi-horário encontram-se na Tabela 9 e Tabela 10, respetivamente. Os preços apresentados já contêm o IVA em vigor. No tarifário bi-horário, os VEs carregam no período mais económico e, por isso, apenas esses valores são apresentados. No produto *energy2move* da EDP para a mobilidade elétrica, os clientes usufruem de 10% de desconto no preço da energia no período da noite (incluído no período económico).

Tabela 9: Preços relativos à energia ativa e à potência contratada para o tarifário simples da Casa Click da EDP [68].

	Sem VE (5,75 kW)	Com VE (6,9 kW)
Energia ativa [€/kWh]		0,189
Potência contratada [€/dia]	0,298	0,353

Tabela 10: Preços relativos à energia ativa e à potência contratada para o tarifário bi-horário da Casa Click da EDP com e sem o desconto do energy2move [68].

	Sem VE (5,75 kW)	Com VE (6,9 kW)
Energia ativa – Período económico	Sem desconto	0,119
	Com 10% de desconto (<i>energy2move</i>)	
[€/kWh]	-	0,107
Potência contratada [€/dia]	0,304	0,361

Comparando as duas tabelas anteriores, conclui-se que o tarifário bi-horário compensa em relação ao simples, já que o consumo maioritário de uma habitação com tarifa bi-horária ocorre tendencialmente no período económico, especialmente com VE, e o preço deste é muito inferior ao da tarifa simples. Quanto ao preço da potência contratada, não há diferenças significativas.

Ao analisar a Tabela 10, verifica-se que a escolha do produto *energy2move* associado à *Casa Click* traz muitos benefícios para o proprietário de um VE devido aos descontos que proporciona.

¹² Mais uma vez, como as alterações ao Decreto-Lei n.º 90/2014 são muito recentes, considerou-se o cenário nacional anterior às modificações.

Admite-se que o proprietário do VE de referência para este trabalho é um cliente aderente ao pacote *Casa Click+energy2move* que tem um custo de compra de energia de 0,107 €/kWh no carregamento do seu VE. A este valor, acrescenta-se a diferença entre o custo da potência contratada sem o VE (5,75 kW) e com o VE (6,9 kW), de forma a quantificar os benefícios reais do carregamento do VE na habitação do proprietário, contabilizando um total de 0,117 €/kWh. Como referido na análise energética, os VEs precisam de carregar cerca de 6 kWh por dia, o que perfaz um custo de carregamento através deste tarifário de cerca de €0,70. Este valor foi calculado de acordo com a Equação 27.

$$C_{\text{carreg_casa}} = E_{\text{VE_diária}} \times P_{\text{energia_6.9kW}} + (P_{\text{Pcontratada_6.9kW}} - P_{\text{Pcontratada_5.75kW}}) \quad (27)$$

Aqui, $C_{\text{carreg_casa}}$ representa o custo de um carregamento diário em casa do proprietário do VE [€]; $E_{\text{VE_diária}}$ é a energia diária necessária para o carregamento [kWh]; $P_{\text{energia_6.9kW}}$ é o preço da energia para um tarifário com potência contratada de 6,9kW e desconto do *energy2move* [€]; $P_{\text{Pcontratada_6.9kW}}$ e $P_{\text{Pcontratada_5.75kW}}$ correspondem aos preços diários da potência contratada para 6,9kW e 5,75kW [€], respetivamente.

Na compra de energia à rede elétrica por parte do PE, assume-se o custo médio de aquisição do comercializador de último recurso para o fornecimento dos seus clientes para 2015 definido pela ERSE, cerca de 0,055 €/kWh [69].

Resumindo, o intervalo pretendido para o preço de venda de energia aos VEs por parte do PE encontra-se entre 0,117 €/kWh e 0,055 €/kWh. Este preço na análise é fixado em 0,090 €/kWh, atrativo para ambas as partes, resultando no preço de um carregamento diário de 6 kWh de €0,54.

Por último, resta determinar o preço da venda da energia produzida em excesso pela instalação fotovoltaica. A legislação em Portugal está bem definida para a mini e micro-produção de ESF e para o autoconsumo. A pequena produção está limitada a uma capacidade de ligação à rede de 250 kW (Decreto-Lei n.º 153/2014 [70]), pelo que no caso em estudo não poderia ser aplicada. O autoconsumo não especifica limites de potência de ligação, apenas considera diferentes tipos de licenciamento consoante a dimensão da instalação e assume que a energia anual consumida é inferior à produzida (Decreto-Lei n.º 153/2014 [70]). No autoconsumo, a energia excedente que não é utilizada para consumo nas instalações é vendida a 90% do preço de compra de energia.

No caso em questão (instalação fotovoltaica de 990 kW), a legislação prevê duas possibilidades; ou o PE é abrangido pela legislação de autoconsumo ou então vende a energia que produz à rede. A venda da energia produzida à rede é feita ao mesmo preço da compra à mesma. Como nenhuma das alternativas de venda da energia produzida é atrativa para o parque, opta-se por considerar o consumo nas instalações da *Fertagus*.

Para efeitos da análise económico-financeira do projeto, admite-se a utilização da energia excedente (i.e. energia sobrando do carregamento dos VEs) pelas instalações adjacentes da *Fertagus*. Desta forma, a empresa em vez de comprar energia à rede, utiliza a produção excedente fotovoltaica a um preço inferior do que a compra da energia à rede elétrica.

Pela análise da fatura de eletricidade do PE (Anexo II), verifica-se que o preço médio da energia é cerca de 0,072 €/kWh. O valor mencionado tem em atenção a potência contratada, a energia consumida nos períodos de vazio, ponta e cheia, e também os acertos de consumo de energia do mês anterior. Admite-se que este valor é o mesmo do preço de compra de energia das instalações gerais da estação de comboios do Pragal.

A utilização do excedente de ESF produzida nas instalações da *Fertagus* proporciona à empresa uma poupança na sua fatura energética, ao evitar parte do consumo. Para efeitos da análise financeira do projeto, a energia utilizada nas instalações considera-se como venda de

energia com um desconto de 10% em relação ao preço atual de compra da energia por parte da *Fertagus*, ou seja, cerca de 0,065 €/kWh. Nesta situação, não só a empresa poupa na fatura de energia, como o projeto do PE em questão obtém receitas de venda de energia mais elevadas do que se vendesse a 90% ou mesmo ao preço de compra da energia à rede.

Na Tabela 11, encontra-se o resumo dos preços de energia mencionados ao longo desta secção e que serviram de base à análise financeira.

Tabela 11: Resumo dos preços de venda e compra de energia.

Preços de compra de energia [€/kWh]			Preços de venda de energia [€/kWh]	
Habitacões particulares	VE - PE	Rede elétrica	PE – VE	Instalações da empresa
0,117	0,090	0,055	0,090	0,065

3.3.3. Indicadores de análise do investimento

A viabilidade de um projeto pode ser determinada pela análise de diversos indicadores que, em conjunto, traduzem a atratividade do projeto para o investidor. Os indicadores selecionados são descritos de seguida.

O VAL permite verificar o balanço entre as receitas e as despesas do projeto. A Equação 28 permite o cálculo anual do balanço mencionado, possibilitando, no final do tempo de vida do projeto, a determinação do VAL acumulado (Equação 29) ao longo de todo esse período.

$$VAL_n = Receitas_n - Despesas_n \quad (28)$$

$$VAL_{acumulado} = \sum_{n=2}^{n=t} (VAL_n + VAL_{acumulado_{n-1}}) \quad (29)$$

VAL_n e $VAL_{acumulado(n-1)}$ correspondem ao VAL no ano n e $(n-1)$ [€]; $Receitas_n$ e $Despesas_n$ são as receitas e despesas no ano n , respetivamente [€]; $VAL_{acumulado}$ corresponde ao VAL acumulado no final do tempo de vida do projeto [€] e t é o tempo de vida do projeto [anos].

O período de retorno indica o tempo decorrido até o investidor obter rendimento com o projeto. Isto é, é o tempo necessário, decorrido desde o início do projeto, para que o acumulado das receitas obtidas iguale as despesas e o investimento inicial. O período de retorno pode ser definido pela Equação 30.

$$Período\ de\ retorno = \frac{Investimento}{\sum_{n=1}^t Receitas_n} \quad (30)$$

No caso em estudo, as receitas anuais obtidas não são constantes, pelo que se define o período de retorno como o tempo decorrido correspondente a um $VAL_{acumulado}$ nulo. Para a determinação deste indicador, considera-se a Equação 31.

$$Período\ de\ retorno = Y + \left| \frac{VAL_{acumuladoY}}{VAL_{Y+1}} \right| \quad (31)$$

Y é o ano decorrido desde o início do projeto correspondente ao último $VAL_{acumulado}$ negativo [anos]; $VAL_{acumuladoY}$ representa o valor do $VAL_{acumulado}$ no ano Y e VAL_{Y+1} é o balanço das despesas e receitas no ano $(Y+1)$ [€].

O retorno do investimento (ou *return on investment*, ROI) representa o número de vezes que o investidor vai receber a quantia que investiu. Este parâmetro pode ser calculado pela Equação 32.

No entanto, como se pode verificar pela comparação da Equação 32 com a Equação 30, o ROI é o inverso do período de retorno, calculando-se de acordo com a Equação 33.

$$ROI = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{Receitas_t}{(1+i)^t}}{Investimento} \quad (32)$$

$$ROI = \frac{t}{\text{Período de retorno}} \quad (33)$$

A taxa interna de rentabilidade (TIR) corresponde à “taxa que, aplicada às despesas e receitas inerentes ao projeto em estudo, iguala os seus valores atuais” [71], i.e., anula o $VAL_{acumulado}$. A TIR deverá ter um valor superior à taxa de atualização utilizada para que o projeto tenha rentabilidade para o investidor. O cálculo deste parâmetro efetuou-se com a função TIR do *Excel*.

A análise do investimento é então baseada na determinação dos quatro indicadores económico-financeiros descritos.

3.3.4. Balanço económico

No início de uma avaliação económica de um projeto é essencial ter bem presente quais as receitas e as despesas geradas, definindo o balanço económico do mesmo.

O balanço económico de referência está presente no esquema da Figura 35: as receitas provêm da venda da energia e as despesas referem-se à compra de energia e às despesas de gestão e manutenção do PE. As tarifas correspondentes ao estacionamento (bilhetes diários e mensais) não foram consideradas como receitas, pois estas já estão atualmente em vigor e reverterem a favor da gestão do PE tal como ela se encontra estabelecida. A instalação de tudo o que diz respeito a este projeto terá que ser compensada somente pelos benefícios que este cria e não pelos já existentes. Analogamente, as despesas apenas dizem respeito à manutenção e gestão dos dispositivos acrescentados pelo projeto.

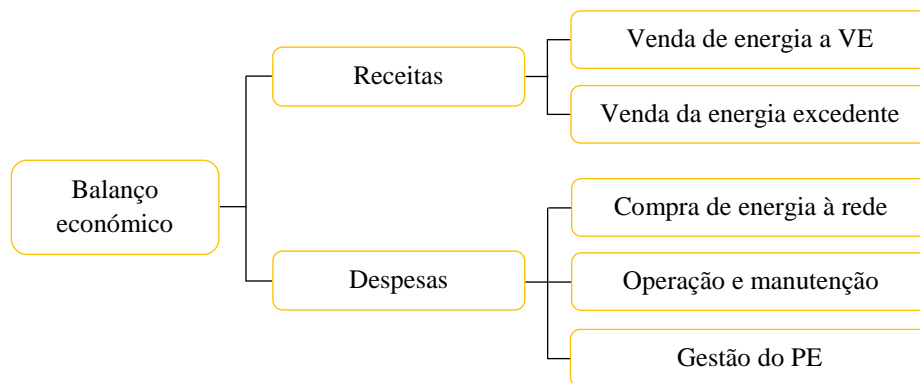


Figura 35: Esquema representativo do balanço económico do PE.

Os proveitos da venda de energia aos VEs determinam-se com base numa análise anual ponderada pelo dias úteis e de fim-de-semana (261 dias úteis e 104 dias de fim-de-semana).

A venda/compra de energia excedente/em défice tem em conta uma análise diária, pelo que, na maioria das situações estudadas, a venda apenas diz respeito aos fins-de-semana (menor consumo) e a compra aos dias úteis (maior consumo). Quer a compra quer a venda da energia dependem da configuração dos cenários criados, por isso estes parâmetros serão explicados com maior detalhe na descrição do cenário de referência. A energia excedente e a energia em falta obtém-se de acordo com a Equação 34.

$$\Delta E_{nd} = E_{prod_n_d} - E_{VEtotal_diária_d} \times nd \quad (34)$$

ΔE_{nd} é a energia em excesso/défi ce no ano n para o dia característico d [kWh]; $E_{prod_n_d}$ é a energia produzida no ano n para o dia característico d [kWh]; $E_{VEtotal_diária_d}$ é o consumo de energia dos VEs no tipo de dia d [kWh] e nd é o número de dias no ano correspondentes ao dia típico d . Se ΔE_{nd} for positivo existe excesso de energia e, se for negativo observa-se um défi ce de energia.

O cálculo das receitas e despesas da venda e compra de energia faz-se usando a Equação 35.

$$S_n = \Delta E_n \times c \times (1+a)^n \quad (35)$$

S_n é o valor correspondente à venda/compra de energia no ano n [€]; ΔE_n é a quantidade de energia vendida/comprada no ano n [kWh]; c é o preço de venda/compra de energia [€] e a corresponde à taxa de atualização considerada (cerca de 5% [72]). O fator $(1+a)^n$ permite atualizar os preços ao longo dos anos.

A venda e a compra de energia à rede são dependentes da ESF produzida. A produção de ESF sofre alterações ao longo dos anos devido ao envelhecimento dos painéis fotovoltaicos, por isso torna-se necessário calcular a sua evolução (Equação 36). Na análise económico-financeira, contabiliza-se as receitas e despesas em cada ano do projeto até ao fim do mesmo. O primeiro ano do projeto (ano zero) é considerado como o ano em que o investimento ocorre e se planeia todo o projeto, sem que este comece, do ponto de vista prático, a funcionar. Apesar de no ano zero o projeto já existir para efeitos financeiros (contabilização do investimento), este não se encontra em operação. Assim, considera-se que a contabilização da degradação dos painéis fotovoltaicos tem início no ano 1 do projeto; i.e., quando o PE começa a sua operação, daí a utilização do expoente $(n-1)$. No ano 1, os painéis são estreados e não apresentam qualquer desgaste.

$$E_{prod_n} = \frac{E_{prod_1}}{(1+ae)^{n-1}} \quad (36)$$

E_{prod_n} é a energia produzida no ano n [kWh]; E_{prod_1} a energia produzida no ano 1 [kWh] e ae corresponde à taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos (assumida como 0.8%/ano [73][74]).

As despesas correspondentes à gestão do PE são calculadas através da Equação 37.

$$Despesas_{GPE_n} = Receitas_n \times F_{GPE} \quad (37)$$

Aqui, $Despesas_{GPE_n}$ corresponde às despesas de gestão do PE no ano n [€] e F_{GPE} é o fator relativo a estas despesas (considerado como 5%).

Os custos associados à operação e manutenção anuais são constantes e assumem-se como parte do investimento inicial, calculados pela Equação 38.

$$Despesas_{O\&M_n} = Investimento \times F_{O\&M} \quad (38)$$

$Despesas_{O\&M_n}$ representa as despesas de operação e manutenção no ano n [€] e $F_{O\&M}$ é o fator relativo a estas despesas (considerado como 1%).

3.3.5. Modelos de negócio

A exploração do PE solar em estudo pode ser feita com base em diversos modelos de negócio, dependendo, essencialmente, da fonte de receitas que se pretende.

Com a expansão e evolução deste mercado, abrem-se novas oportunidades para novos modelos de negócio que procuram preencher as necessidades dos seus clientes; por exemplo, a implementação de pacotes mensais que incluem planos de carregamento diferentes. Contudo, o operador do PE deverá manter as tarifas de estacionamento já existentes para não afastar o cliente. O operador das estações de carregamento terá assim de optar pelo modelo de negócio que melhor se adapta a si e que lhe permita aumentar os lucros da sua estação [42].

De seguida, serão apresentados os três modelos de negócios analisados neste estudo.

3.3.5.1. Modelo base

O modelo descrito servirá de base a toda a análise do investimento presente neste trabalho. O modelo de negócio base assenta nos princípios mencionados na descrição do balanço económico (Secção 3.3.4). A energia fotovoltaica produzida é utilizada primeiramente para o carregamento dos VEs. Caso haja excedente de energia produzida, esta é fornecida às instalações da *Fertagus* pelo preço estabelecido. Caso a energia produzida não seja suficiente para carregar os VEs, utiliza-se a energia armazenada numa bateria. Esta bateria assume-se como uma bateria central que armazena a energia produzida por toda a instalação fotovoltaica e que possibilita o carregamento dos VEs estacionados ao longo de todo o parque.

3.3.5.2. Carregamento ilimitado

O modelo de negócio desta secção pressupõe uma mensalidade que permite aos utilizadores dos VEs carregarem ilimitadamente durante o mês. Esta mensalidade é adicional à mensalidade de estacionamento normal.

Considera-se que os aderentes a esta mensalidade adicional carregam em média 1,5 vezes a energia que carregariam anteriormente: haverá VEs que carregam o mesmo que carregavam antes (porque é essa a energia diária de que realmente necessitam) e outros acabarão por carregar o dobro.

O valor da mensalidade adicional (Tabela 12) é determinado utilizando como referência o custo mensal do carregamento nas habitações e no PE para um carregamento diário (6 kWh), para o dobro deste (12 kWh) e para um valor intermédio (9 kWh). Tem-se como referência o tarifário apropriado para a mobilidade elétrica descrito em 3.3.2.

Tabela 12: Custo mensal dos carregamentos dos VEs nas habitações dos seus proprietários e no PE para diferentes níveis de carregamento.

Níveis de carregamento	Custo mensal dos carregamentos [€]	
	Habitacões	PE
6 kWh	21,7	16,7
9 kWh	32,5	25,1
12 kWh	43,4	33,5

A mensalidade adicional permite que o cliente carregue o que pretender e o seu valor deverá ser inferior ao preço do carregamento médio (9 kWh) em casa do cliente. No entanto, para que o PE também beneficie com este modelo, assume-se um valor entre o custo do carregamento intermédio de 9 kWh e o de 12 kWh no PE, fixando-se a mensalidade adicional em 29€.

Para além da mensalidade extra, este modelo de negócio ainda acrescenta uma outra receita ao PE: uma taxa de carregamento aplicada no caso dos VEs que usam bilhetes diários e pretendem

carregar. A taxa aplicada é de €0,50, um valor simbólico que não só não ultrapassa o valor de um carregamento diário no parque (€0,54 por carregamento de 6 kWh) como também permite que o período de retorno deste modelo diminua razoavelmente, devido ao acréscimo das receitas que a aplicação desta taxa acarreta. Assim, os veículos que optam pelos bilhetes diários e que pretendem carregar têm que suportar o custo do bilhete diário e o pagamento da taxa extra e da energia que consomem. Assume-se que todos os VEs com bilhetes diários carregam 6 kWh, uma vez que os proprietários não são incentivados a carregar mais porque têm de suportar na totalidade o que consomem.

O cálculo das receitas relativas à taxa mencionada, à energia consumida pelos VEs com bilhetes diários e à mensalidade extra para carregamento à descrição tem em conta a distribuição entre bilhetes diários e mensalidades que se verificou em 2014 na ocupação do PE. Os bilhetes diários representaram em média 24% da ocupação do parque e os restantes 76% corresponderam aos VEs com mensalidades de estacionamento.

3.3.5.3. Regulação secundária de frequência

O sistema electroprodutor tem como premissa principal a estabilização da rede elétrica. Para tal, as entidades produtoras de energia são obrigadas a garantir serviços que facilitem a estabilização e a qualidade da energia. No entanto, existem problemas técnicos que podem ser solucionados com a ajuda de outros serviços que não são obrigatórios, pelo que são sujeitos a remuneração. Estes subdividem-se em serviços regulares e pontuais. O interesse nestes serviços para o PE recai sobre os serviços regulares, uma vez que se pretende fazer desta remuneração um modelo de negócio estável e não apenas pontual. Os serviços regulares referem-se à regulação secundária de frequência e à reserva de regulação [75].

Na regulação secundária de frequência, determina-se uma banda de regulação que é utilizada de acordo com as necessidades do sistema electroprodutor. As entidades produtoras que oferecem este serviço comprometem-se a aumentar ou diminuir a sua produção conforme lhes é solicitado. A remuneração da regulação secundária de frequência é feita com base na banda de regulação oferecida e também na energia de regulação disponibilizada [76].

A reserva de regulação está associada à reposição da regulação descrita anteriormente e à compensação do decréscimo máximo pré-definido de produção e do consumo (quando é necessário) [77].

No modelo de negócio descrito, adiciona-se a remuneração da oferta de potência para regulação secundária de frequência como receita para o PE. Contudo, as restantes condições do modelo de referência continuam válidas, incluindo as despesas.

A determinação da oferta de potência à rede para os serviços de regulação secundária tem a consideração a potência mínima que o PE pode oferecer ao longo de todo o ano, com o objetivo de minimizar as multas por desrespeito do contratualizado. Para tal, utiliza-se como referência a potência de ligação correspondente à mais baixa ocupação de VEs observada nos dois dias característicos do PE (dia útil e dia de fim-de-semana).

A seleção do pior dia útil considera que este apresenta uma ocupação cujo máximo é imediatamente superior ao segundo máximo verificado nos dias de fim-de-semana. Esta consideração permite que o dia útil com pior ocupação não seja um feriado típico, já que estes dias têm perfis muito semelhantes aos fins-de-semana. Evita-se a recaída sobre um feriado, pois esses casos são uma exceção durante o ano e não uma regra; assim, considera-se que a limitação de oferta de potência nos dias úteis ao longo de todo o ano, devido à utilização de um feriado como referência, prejudica mais as receitas do PE do que as penalizações a que o parque estaria

sujeito ocasionalmente por um feriado recair a um dia útil. Para o dia de fim-de-semana com pior ocupação, como este género de dias não evidencia picos bem marcados, utiliza-se o dia de fim-de-semana cuja soma da ocupação ao longo de todo o dia é mínima, excluindo os dias que têm ocupação nula (nestes dias, por norma, o PE encontra-se fechado).

Para além da potência oferecida estar restringida à observada nos dias de pior ocupação, considera-se que esta oferta de potência só ocorre nos períodos de maior ocupação do PE, ou seja, das 10h às 17h.

Às receitas apresentadas para o modelo de negócio base, acrescenta-se a remuneração associada à reserva de potência oferecida para regulação secundária de frequência, cujo valor é de 25,6€/MW (média do ano 2014 [78]).

3.3.6. Cenários adicionais

Nesta secção, serão descritos os cenários alternativos resumidos no início da Secção 3.3.

3.3.6.1. Orientação ótima

As receitas principais dos modelos de negócios apresentados é a venda de energia solar; neste cenário pretende-se maximizar a produção desta energia para melhorar o projeto do ponto de vista económico.

Se o PE em análise não existisse e fosse possível instalar o mesmo número de módulos com a mesma disposição (3480 unidades), seria benéfico para a viabilidade do projeto que os módulos fossem instalados com orientação ótima (Secção 3.2.1.1.1). Esta nova disposição do PE equivaleria a que o mesmo fizesse uma rotação sobre si mesmo de cerca de 30° para Oeste, resultando na orientação Sul dos painéis (Figura 36). Estas são as condições deste cenário adicional.



Figura 36: Esquema representativo da nova orientação do PE considerando o mesmo número de painéis fotovoltaicos.

3.3.6.2. Futuro

O investimento associado ao negócio de venda de ESF a VEs representa um dos grandes impeditivos no seu sucesso. O objeto deste cenário é a influência da diminuição do investimento, sem detrimento no peso das receitas conseguidas, no aumento da atratividade do projeto.

Dois dos componentes que representam uma grande parcela do investimento são os módulos fotovoltaicos e a bateria. Com a evolução da tecnologia, estes dispositivos vão-se tornando mais

baratos, principalmente a bateria. Se o negócio atualmente não for viável, com o decréscimo do preço destes dois importantes componentes do sistema pode passar a sê-lo.

Com as curvas de aprendizagem do preço da bateria do parque e dos módulos fotovoltaicos, calcula-se o período de retorno caso o projeto tenha início em anos vindouros.

A curva de aprendizagem associada aos módulos fotovoltaicos baseia-se nas previsões descritas em [79]. Neste documento, são consideradas duas perspetivas diferentes, uma otimista em que o preço dos módulos em 2050 rondará os 135 €/kW_p e outra pessimista que assume para o mesmo ano um custo de 357 €/kW_p. Assume-se um custo médio em 2050 de 246 €/kW_p. Este documento considera que em 2015 o custo dos módulos é de 550 €/kW_p, mas o preço do módulo selecionado para este projeto corresponde, atualmente, a 590 €/kW_p; assim, este foi o ponto de partida considerado. Para conhecer os custos dos módulos em cada ano entre 2015 e 2050, traça-se a linha de tendência linear entre os dois valores e utiliza-se a equação correspondente.

A curva de aprendizagem do preço da bateria que se considerou é uma das curvas utilizadas para traçar a curva média descrita na Secção 3.3.1. Não se utiliza a média calculada das três curvas de referência, porque essa termina em 2030. Utiliza-se antes a curva com previsões até 2050. Esta curva contém uma evolução mais pessimista dos preços das baterias, ou seja, apresenta valores mais elevados do que os que foram utilizados para a estimativa do custo das baterias no modelo de negócio base.

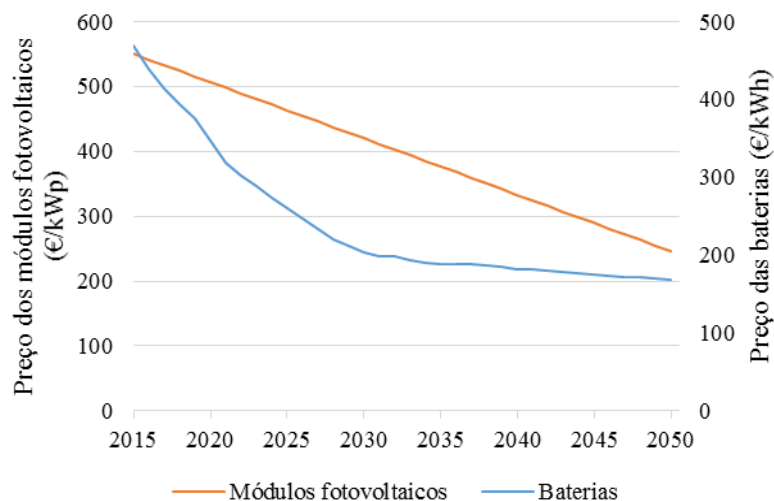


Figura 37: Evolução dos preços dos módulos fotovoltaicos e das baterias até 2050.

3.3.6.3. Sem bateria

A bateria do parque é o elemento mais dispendioso do projeto, representando próximo de 40% de todo o investimento (Secção 4.2.1.1). A bateria, no caso em estudo, é utilizada para fazer face ao pico de consumo dos carregamentos dos VEs sem ter de se recorrer à compra de energia nos períodos de pico. Admitindo-se que não existe qualquer bateria, o PE terá dois modelos possíveis de seguir, descritos de seguida.

Em primeiro lugar, o PE pode optar por recorrer à rede quando a produção não é suficiente para suprir o consumo, vendendo a energia produzida em excesso nas restantes horas do dia. Esta perspetiva será referida como o cenário adicional sem bateria (rede), já que o PE é suportado diariamente pela rede.

Outra perspetiva sobre a gestão do PE sem bateria passa pelo carregamento controlado dos VEs suportado por um sistema de controlo e gestão dos mesmos. O carregamento dos VEs,

mesmo que controlado, pode gerar consumos superiores à produção de ESF. Nestes casos, é necessário recorrer à rede elétrica para suprir o consumo. Os balanços de produção e consumo neste cenário terão uma base diária. O cenário em questão será referido como cenário adicional sem bateria (sistema de gestão de carregamento).

3.4. Resumo

De seguida apresenta-se uma tabela resumo dos modelos de negócio e cenários adicionais descritos anteriormente.

Tabela 13: Tabela resumo de todos os cenários adicionais e modelos de negócio considerados.

Cenários	Capacidade instalada	Orientação dos painéis	Bateria do parque	Carregamento médio diário	Remuneração	Observações	
Modelo de negócio base	990 kW	Sudeste	Sim	6kWh	VEs: 0,090 €/kWh Instalações da <i>Fertagus</i> : 0,065 €/kWh	-	
Orientação ótima		Sul				-	
Futuro		Sudeste	Não			-	Recurso à rede para suprir consumo excedente à produção de ESF, numa base horária.
Sem bateria (rede)						Gere os carregamentos para utilização direta da ESF produzida, compra o resto à rede, segundo um balanço diário	
Sem bateria (sistema de gestão dos carregamento)	990 kW	Sudeste	Sim	9 kwh	Tarifa plana mensal: €29 Taxa de carregamento para clientes sem a tarifa plana: €0,5 + 0,090 €/kWh Instalações da <i>Fertagus</i> : 0,065 €/kWh	-	
Modelo de negócio com carregamento ilimitado				6 kWh	VEs: 0,090 €/kWh Instalações da <i>Fertagus</i> : 0,065 €/kWh	-	
Modelo de negócio de regulação secundária de frequência							

Capítulo 4 – Resultados

4.1. Análise energética

Nesta secção apresentam-se os resultados da análise energética efetuada, de acordo com a metodologia descrita na Secção 3.2.

4.1.1. Energia solar fotovoltaica

O perfil de produção da ESF sofre alterações com a orientação e inclinação dos módulos, apresentando-se diferente para os dois cenários descritos anteriormente, orientação Sul e Sudeste (Secção 3.2.1.1.1). Na Figura 38 e Figura 39, está representada esta variação do perfil de produção para os casos mencionados.

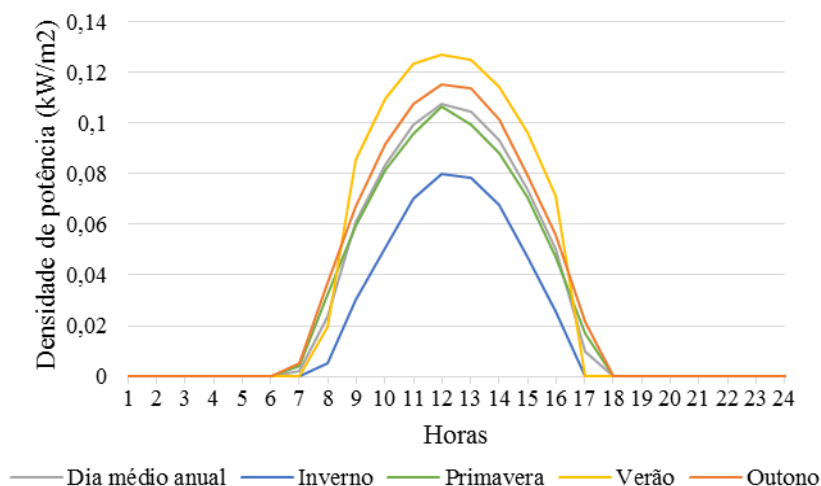


Figura 38: Densidade de potência produzida para os diferentes períodos anuais para a orientação a Sul (orientação de 182° e inclinação de 32°).

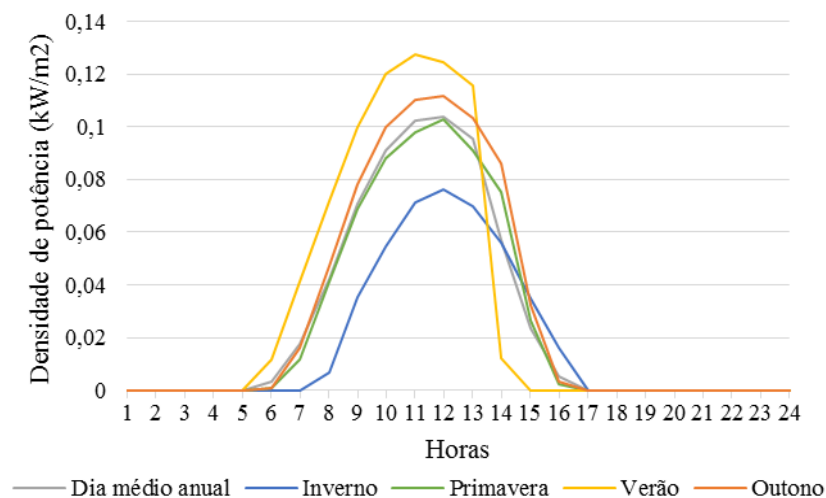


Figura 39: Densidade de potência produzida para os diferentes períodos anuais para a orientação a Sudeste (orientação de 150° e inclinação de 33°).

A produção de energia através de módulos com orientação ótima (próxima do Sul) segue um perfil muito próximo de uma curva simétrica centrada às 12h. A instalação de painéis com orientação Sudeste resulta num perfil menos simétrico, principalmente no período do verão, onde o pico de produção ocorre às 11h. Para os restantes períodos analisados, esta configuração dos módulos apresenta picos de produção ligeiramente inferiores aos do perfil com orientação a Sul.

Apesar destas distinções, existem também semelhanças nos perfis de produção. Ao longo do ano, para ambos os casos, a energia captada pelos módulos varia e, consequentemente, varia também a sua produção. No verão, a energia produzida é máxima e no inverno mínima. O perfil do dia médio anual assemelha-se muito em amplitude e forma ao perfil de produção na primavera nas duas orientações em estudo.

Além da orientação e inclinação, o número de módulos fotovoltaicos também influencia a produção de energia, uma vez que modifica a área de captação de radiação solar. A energia anual produzida para as duas orientações apresenta-se na Tabela 14.

Tabela 14: Densidade de energia anual produzida e energia total produzida.

	Densidade de energia anual [MWh/m ²]	Energia anual produzida [MWh]
Orientação Sul	0,26	950
Orientação Sudeste	0,22	1299

Considerando a mesma área de captação de energia, a orientação Sul revela um valor de produção de energia anual superior à orientação Sudeste. Contudo, como mencionado anteriormente, no caso do PE em estudo, a orientação Sudeste proporciona a instalação de um maior número de módulos, pelo que a produção de energia anual apresenta um valor superior em relação ao cenário com menos módulos e orientação ótima.

Neste trabalho, ter-se-á em consideração apenas a instalação de 3480 módulos fotovoltaicos com uma orientação Sudeste de 150° e inclinação de 33°.

4.1.1.1. Articulação entre a produção de ESF e a ocupação do PE

Uma importante característica a analisar no presente estudo é a relação entre a ocupação do PE e a produção de energia, de forma a conhecer o impacto da utilização da ESF no carregamento de VEs.

Uma das formas de analisar esta relação passa por verificar qual a correlação entre as curvas de produção de energia e o perfil de ocupação. As correlações podem ser várias: a correlação global, a média das correlações diárias e a correlação do dia médio. Utilizando a função *corr2* do *Matlab* calcularam-se estas correlações para diversos períodos (Tabela 15). Esta função permite correlacionar os vetores completos de duas variáveis diferentes, obtendo apenas um valor caracterizador da relação entre as duas variáveis.

A correlação global devolve apenas um valor caracterizador da relação entre o perfil de ocupação e produção ao longo do ano. A correlação do dia médio devolve também apenas um valor mas referente ao dia médio. Na determinação da média das correlações diárias, calcula-se a correlação em cada dia do ano (365 correlações), considerando-se depois a média destas.

Através da Tabela 15, verifica-se que o comportamento das correlações calculadas é igual para todos os períodos analisados. Isto é, a correlação global é sempre a que apresenta valores mais baixos, seguindo-se a média das correlações e, por último, a correlação do dia médio.

Tabela 15: Correlação global, média das correlações diárias e correlação do dia médio entre a produção de energia solar fotovoltaica e o perfil de ocupação para diversos períodos do ano considerados.

		Anual		
Correlação global		31%		
Média das correlações diárias		47%		
Correlação do dia médio		52%		
Dias médios sazonais				
	inverno	primavera	verão	outono
Correlação global	41%	31%	22%	34%
Média das correlações diárias	59%	45%	31%	50%
Correlação do dia médio	66%	53%	36%	56%
Dias de semana				
	Dias úteis		Fins-de-semana	
Correlação global	41%		28%	
Média das correlações diárias	52%		36%	
Correlação do dia médio	52%		43%	

Considerando o dia médio anual, a correlação obtida é de 52%. No inverno, obtém-se a correlação mais elevada (66%) e no verão a mais baixa (36%). A diminuição da correlação no verão deve-se ao perfil menos simétrico da produção de energia em contraste com o perfil mais simétrico durante o inverno (Figura 39). Uma vez que os painéis estão virados a Sudeste, durante o verão, quando o Sol se encontra mais alto, a produção de energia será muito influenciada pela orientação destes painéis, produzindo mais da parte da manhã. No inverno, com o Sol mais baixo a produção não será tão afetada pela orientação dos painéis e, por isso, a curva de produção será mais simétrica e semelhante à que seria possível com uma orientação a Sul.

Nos dias úteis, as curvas de produção e ocupação (52%) correlacionam-se melhor do que nos fins-de-semana (43%). Uma possível razão para essas diferenças vem do próprio perfil de ocupação aos fins-de-semana, já que este não apresenta um pico evidente, resultando numa curva mais constante do que a dos dias úteis (Figura 40).

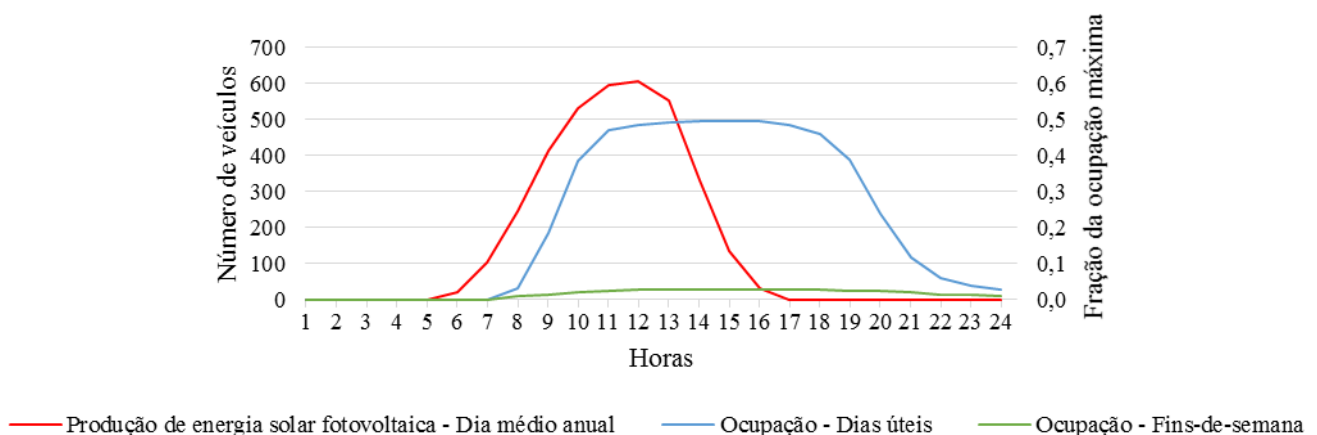


Figura 40: Produção de energia solar fotovoltaica (considerando o dia médio anual) e perfil de ocupação diária para dias úteis e dias de fim-de-semana.

A análise da correlação diária durante o ano entre a ocupação do PE e a produção de ESF permite ter uma perceção das suas oscilações, Figura 41.

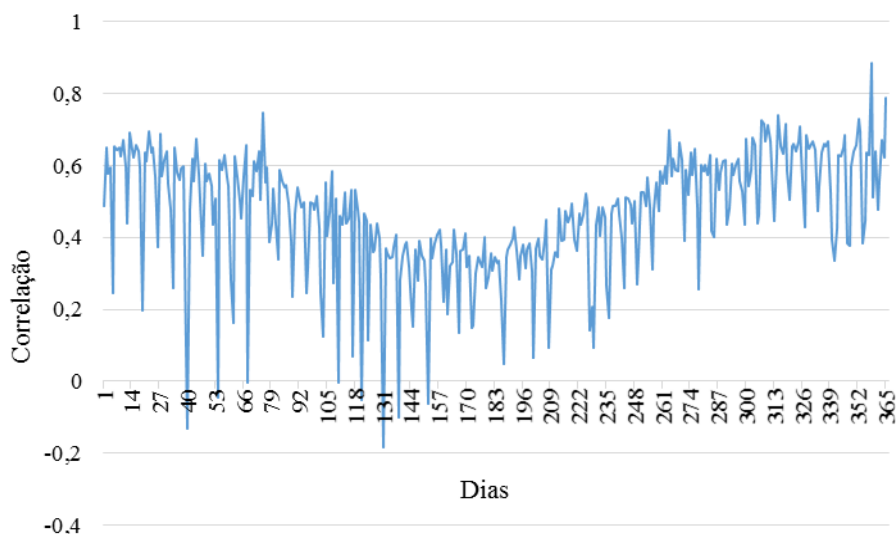


Figura 41: Correlação diária do perfil de ocupação com a produção de energia fotovoltaica ao longo do ano.

Os mínimos locais ocorrem maioritariamente nos fins-de-semana quando, como já foi observado em cima, a correlação entre a produção de energia e a ocupação é inferior.

4.1.2. Carregamento dos VEs

4.1.2.1. Carregamento sem controlo

A análise do carregamento sem controlo tem em consideração a metodologia descrita na Secção 3.2.2.1, assumindo-se que um VE ao dar entrada no PE começaria de imediato a carregar durante duas horas. Os diagramas de carga do carregamento de VEs, para os períodos sazonais e para o dia médio encontram-se na Figura 42.

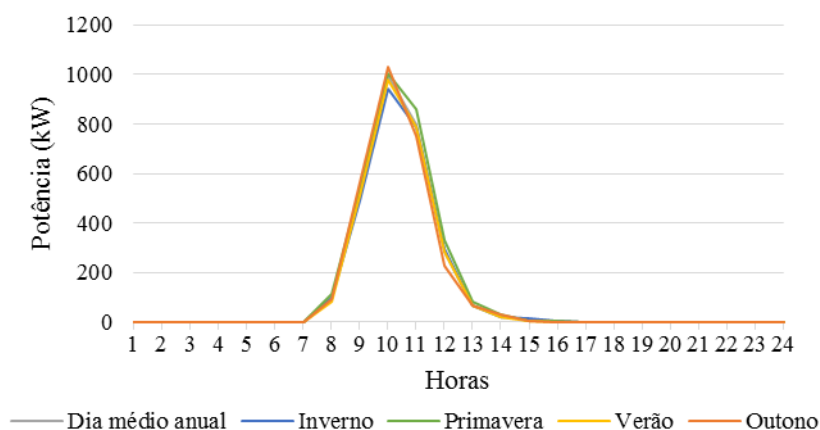


Figura 42: Diagramas de carga para os diversos períodos do ano.

O diagrama de carga de um carregamento sem controlo não varia muito ao longo do ano, sendo por isso possível utilizar apenas o diagrama do dia médio anual para caracterizar o perfil de carregamento de todo o ano.

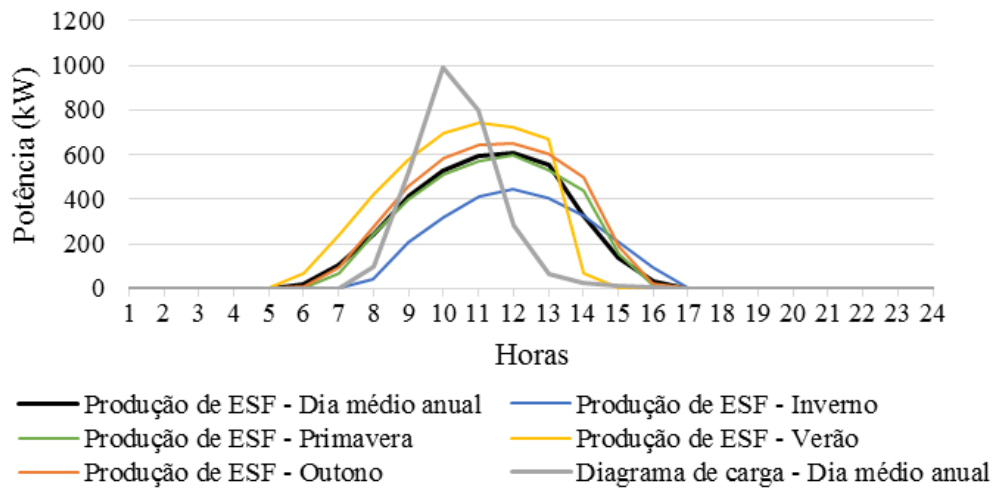


Figura 43: Produção ESF para diversos períodos do ano e diagrama de carga do carregamento sem controlo para o dia médio anual.

Na Figura 43, está representado o diagrama de carga e a produção de energia solar fotovoltaica para o dia médio anual, juntamente com a produção nos restantes períodos do ano.

Observando o comportamento do diagrama de carga e produção correspondente ao dia médio, verifica-se que o carregamento sem controlo dos VEs leva a um pico de consumo por volta das 10h, o que implica a existência de uma bateria do parque que forneça o resto de energia ou a compra de energia à rede para satisfazer o consumo. O pico de consumo apresentado representa o período em que existe um maior número de entradas no parque (aproximadamente entre as 8h e as 11h), o que constitui o intervalo crítico da utilização de um carregamento sem controlo. Nas restantes horas do dia, a energia produzida é suficiente para satisfazer o consumo associado ao carregamento dos VEs.

Ao longo do ano, apesar do diagrama de carga não variar significativamente, como mencionado acima, a produção de energia varia.

Durante o verão, o consumo que excede a produção de energia é muito inferior quando comparado com o inverno. Relativamente à primavera e ao outono, estes períodos apresentam perfis de produção muito semelhantes aos do dia médio anual.

Os diagramas de carga apresentados nesta secção até agora dizem respeito a dias médios, não diferenciando os dias úteis e os dias de fim-de-semana. Devido às características deste PE, os dias úteis têm um peso muito significativo, já que é nestes dias que a ocupação tem o seu maior ênfase. Na Figura 44, apresenta-se os diagramas de carga discriminados para os dias úteis, dias de fim-de-semana e dia médio anual.

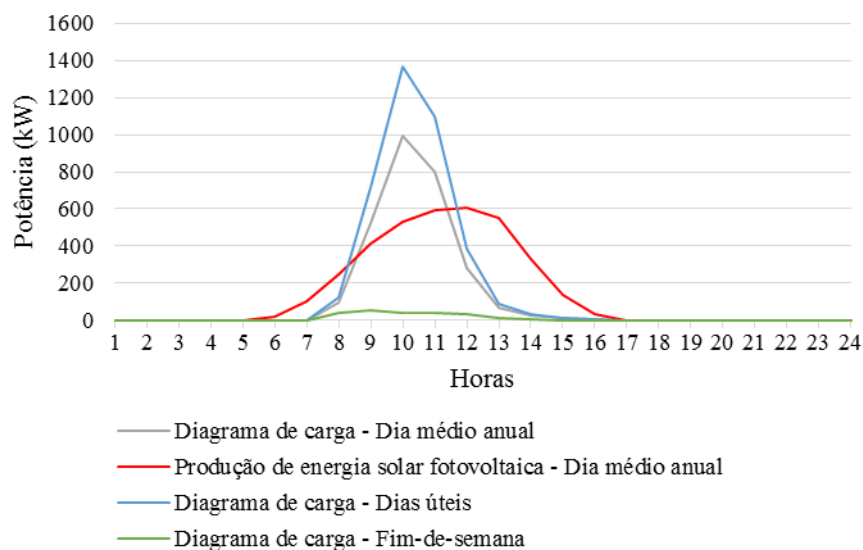


Figura 44: Produção de energia solar fotovoltaica (dia médio anual) e diagrama de carga relativo ao dia médio anual, dia útil e dia de fim-de-semana.

O diagrama de carga de um dia útil é significativamente mais amplo que o do dia médio anual, o que revela que durante os períodos mais significativos para um PE como o estudado (os dias úteis) é necessário um armazenamento com maior capacidade do que o que seria necessário se apenas observássemos o comportamento do dia médio anual. Por outro lado, para uma ocupação de fim-de-semana existe produção suficiente para satisfazer o carregamento de todos os VEs e ainda se obtém um grande excedente de energia que poderia ser vendido à rede, utilizado nas instalações da própria estação de comboios da *Fertagus* ou para carregar a bateria do parque.

O consumo e produção de energia devidos ao carregamento de VEs e à instalação fotovoltaica, respetivamente, encontram-se na

Tabela 16, assim como o excedente de energia produzida.

Tabela 16: Consumo e produção de ESF do PE para diversos períodos do ano.

Características do consumo e produção de energia no parque de estacionamento [kWh]				
		Consumo diário de energia	Produção diária de energia	Excedente de energia produzida
Dia médio anual		2805	3558	753
Dias sazonais	Inverno	2723	2445	-279
	Primavera	2967	3528	560
	Verão	2745	4208	1462
	Outono	2768	4009	1241
Dias típicos de semana	Dia útil	3833	3480	-353
	Dia de fim-de-semana	222	3754	3532

Na maioria das situações, não é necessário recorrer a energia armazenada para satisfazer o consumo.

A produção de ESF atinge o seu máximo no dia médio de verão (4208 kWh) e o mínimo no inverno (2445 kWh). Quanto ao consumo, a estação do ano que se destaca é a primavera com um máximo de 2967 kWh. Como seria de esperar, o dia representativo dos dias úteis apresenta o maior valor de consumo (3833 kWh), uma vez que é nestes dias que o PE tem maior ocupação.

O dia médio tem uma produção em excesso relativamente ao consumo de 753 kWh. O verão destaca-se pelo excesso de energia produzida (1462 kWh); porém, é o dia médio de fim-de-semana que apresenta maior excedente de energia produzida (3532 kWh), devido à sua ocupação muito baixa. Durante os períodos de excedente de energia, para que não seja necessário recorrer à rede, pode optar-se pelo armazenamento de energia numa bateria central.

O inverno apresenta um défice de produção de energia (-279 kWh) pois apesar do consumo ser o mais baixo comparativamente com as restantes estações, a produção de energia é significativamente inferior, não conseguindo satisfazer o consumo. Nos dias úteis, também se observa um défice de energia (-353 kWh), no entanto este deve-se maioritariamente ao consumo elevado nestes dias. Nestes dois casos, a solução passaria pela utilização de uma bateria no parque ou pelo recurso à rede.

De acordo com as características do PE, o dia mais representativo de ocupação é o dia útil, pelo que o dimensionamento do armazenamento de energia considerado utiliza o défice de energia do dia útil em detrimento das restantes hipóteses analisadas.

4.1.2.2. Carregamento controlado

O carregamento controlado tem em atenção os critérios já descritos na metodologia, Secção 0. É de salientar que o valor do consumo diário com um carregamento otimizado e com um carregamento sem controlo é igual, a única diferença está no escalonamento dos carregamentos.

Na Figura 45, vê-se o diagrama de carga de um carregamento controlado cujo objetivo é a utilização apenas da ESF para o carregamento dos VEs.

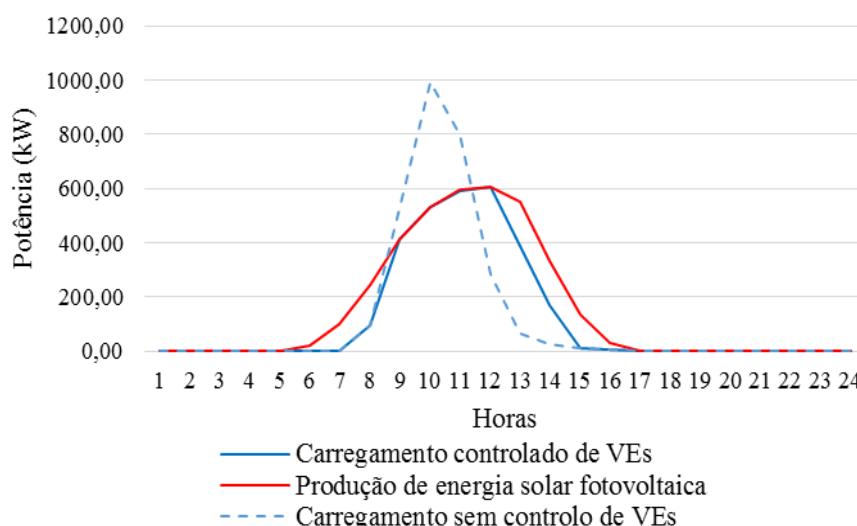


Figura 45: Carregamento controlado e sem controlo e produção de ESF no dia médio anual.

A figura permite verificar que a utilização de um sistema de controlo do carregamento dos VEs possibilita que a capacidade instalada de módulos fotovoltaicos seja suficiente para o carregamento dos VEs dentro do seu período de estacionamento, unicamente com ESF, sem ser

necessário recorrer ao armazenamento de energia no parque ou à compra de energia à rede (para o dia médio anual).

Ainda se pode observar que, durante o início do dia, enquanto as entradas no parque são nulas ou relativamente baixas, existe um excesso de energia que poderia ser vendido à rede, e tal também é evidente a partir do meio-dia quando a grande quantidade de entradas já ocorreu e os VEs que entraram no início da manhã já estão carregados.

Para conseguir um carregamento otimizado como o apresentado é necessário, por vezes, adiar o carregamento de VEs devido à falta de disponibilidade de ESF. Isto pode ser um problema caso o carregamento dos VEs seja adiado por um tempo que impeça o seu carregamento. No entanto, verificou-se na simulação que o máximo adiamento desde a chegada dos VEs até ao seu carregamento é de 2 horas e ocorreu para parte dos VEs que entraram no parque às 10h e às 11h. A soma deste adiamento com o tempo de carregamento, não supera o tempo de estacionamento médio obtido com nenhuma das abordagens, pelo que não constitui um problema.

4.2. Análise do investimento

Nesta secção, mostra-se os resultados da análise do investimento para os modelos de negócios considerados, incluindo a análise de sensibilidade e os cenários adicionais.

4.2.1. Modelos de negócio

4.2.1.1. Modelo base

O modelo base baseia-se nos pressupostos apresentados na metodologia (Secção 3.3.5.1).

O dimensionamento da bateria do parque deste cenário considera o dia característico mais significativo, isto é, o dia útil típico (Figura 46). O consumo que se encontra acima da curva de produção de energia representa a capacidade de armazenamento necessária, para que nos dias úteis se consiga satisfazer o pico de consumo. Neste caso, a bateria de apoio deverá armazenar 1,70 MWh, valor que determina o seu custo.

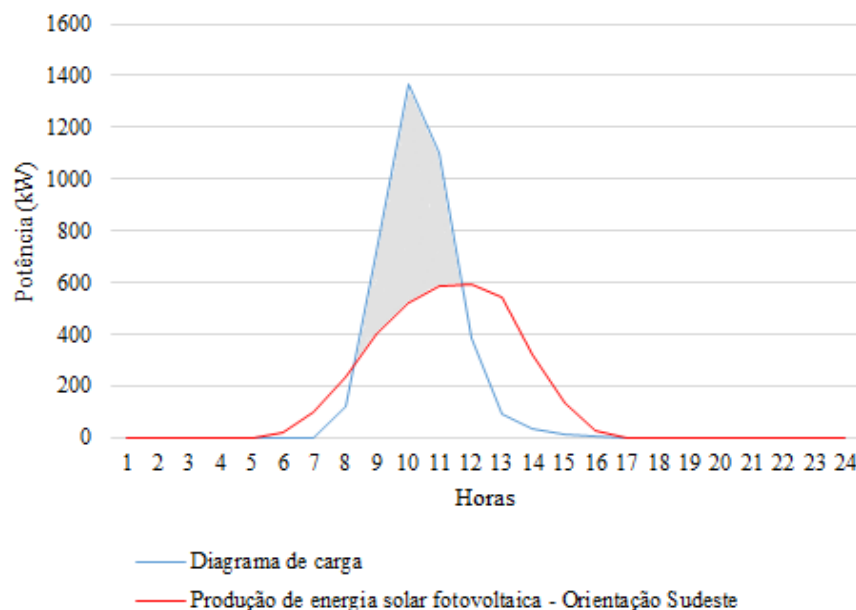


Figura 46: Produção de energia solar fotovoltaica e diagrama de carga no dia útil (zona a sombreado representa a capacidade de armazenamento de energia necessário).

O balanço de energia num dia útil típico apresenta um défice de ESF produzida de 353 kWh (Tabela 16). A energia produzida em falta tem de ser verificada para cada dia útil; i.e., segunda-feira de manhã a bateria encontra-se completamente carregada, suprimindo todo o consumo. Quando o excesso de consumo dos carregamentos em relação à energia produzida termina, a bateria já está todavia completamente descarregada. E então, carrega desde o fim do excesso de consumo de segunda-feira até ao começo desse consumo de terça-feira. Porém, não carrega o suficiente para suprir todo o consumo em excesso deste dia, recorrendo-se à rede para carregar os VEs em falta (353 kWh). O mesmo ocorre para os restantes três dias úteis da semana, levando a que a compra de energia à rede seja necessária em quatro dos cinco dias úteis.

As receitas obtidas através da energia produzida subdividem-se em duas categorias: a venda de energia aos VEs e a venda às instalações da empresa. As despesas indicam os custos com a compra de energia à rede, operação e gestão do PE. Quer as receitas quer as despesas estão presentes na Tabela 17.

Tabela 17: Energia produzida no primeiro ano do projeto e receitas correspondentes para o modelo de negócio base.

		Energia [MWh]	Receitas/Despesas [k€]
Receitas	VE	1,02	96,7
	Instalações da empresa	0,37	25,1
	Total	1,05	121,8
Despesas	Compra de energia à rede	0,07	4,3
	Operação e manutenção	-	34,9
	Gestão	-	6,1
	Total	0,07	45,3

A grande porção das receitas obtidas, cerca de 79%, provém da venda de energia aos VEs. Já maiores despesas são as de operação e manutenção. É ainda possível verificar que a energia que é necessário comprar tem um valor muito inferior à energia vendida.

O investimento total necessário e as suas componentes encontram-se discriminadas na Tabela 18.

Tabela 18: Investimento necessário para o modelo de negócio base.

Modelo de negócio base - Investimento (k€)	
Módulos fotovoltaicos	726
Estruturas metálicas	300
Estações de carregamento	833
Conjunto de inversores	299
Bateria	1315
Outros equipamentos	14
Investimento Total	3487

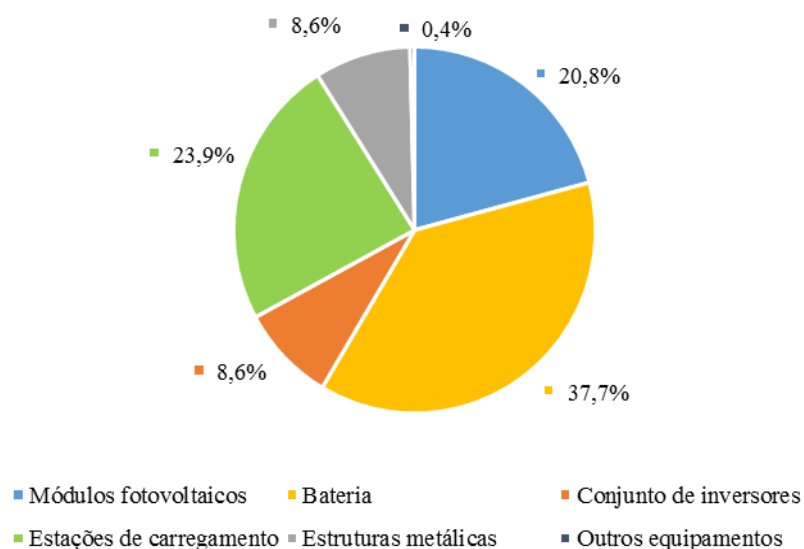


Figura 47: Investimento necessário para o modelo de negócio base

Todos os modelos de negócio apresentados de seguida apenas consideram alterações nas fontes de receitas; a estrutura inicial e, consequentemente, o investimento necessário mantém-se. O investimento total para o projeto ronda os 3,49 M€ (Tabela 18). Observando o gráfico da Figura 47, verifica-se que a bateria é o equipamento que representa maior fração do investimento, cerca de 38%. Os carregadores vêm a seguir, com 24%, e os módulos fotovoltaicos representam 21%.

Os indicadores económico-financeiros do modelo de negócio base encontram-se na Tabela 19.

Tabela 19: Indicadores económico-financeiros para o modelo de negócio base.

Período de retorno	22,8 anos
TIR	1,1%
ROI	1,1
VAL total	0,61 M€

O período de retorno do investimento é de 23 anos, um tempo muito longo, tornando-o pouco atrativo para um investidor. A TIR e o ROI também são desfavoráveis.

Sob este modelo de negócio, o projeto financeiramente é desinteressante. De seguida, são apresentados dois modelos de negócio diferentes para perceber se tornam o investimento atrativo.

4.2.1.2. Carregamento ilimitado

Neste cenário, os condutores que aderem à modalidade de carregamento ilimitado carregam tendencialmente mais os seus veículos do que na modalidade em que a energia é paga. Como tal, o consumo de energia do PE sobe significativamente, originando a compra de mais energia nos dias úteis e a venda de menos energia nos fins-de-semana (Tabela 20).

Tabela 20: Balanço energético diário discriminado por dia característico para o modelo de negócio com carregamento ilimitado.

Balanço energético diário [kWh]		
	Dia útil	Dia de fim-de-semana
Consumo total dos VEs	5750	333
Produção de ESF	3480	3754
Balanço energético diário	-2270	3421

Concluindo, as receitas com este modelo de negócio resultam da venda de energia às instalações da empresa nos fins-de-semana, aos VEs com bilhetes diários, da taxa dos bilhetes diários e do valor adicional para a tarifa plana de carregamento. Quanto às despesas, são as mesmas que as descritas no modelo de referência, embora tenham diferentes valores.

Tabela 21: Receitas e despesas obtidas no primeiro ano do projeto para o modelo de negócio com carregamento ilimitado.

				Receitas/despesas [k€]
Receitas	VE	Instalações da empresa		24,3
		Bilhetes diários	Energia	23,2
			Taxa de carregamento	17,4
		Mensalidades adicionais		105,3
		Total		170,0
Despesas		Compra de energia à rede		27,6
		Operação e manutenção		34,9
		Gestão		8,5
		Total		71,0

O balanço de venda e compra de energia no primeiro ano é positivo, uma vez que as receitas obtidas superam as despesas. Do lado das receitas, o valor adicional das mensalidades representa uma grande parcela, o que é expectável porque os VEs com mensalidades representam uma larga porção da ocupação do PE, cerca de 76%. Já nas despesas verifica-se que a compra de energia nos dias úteis é ligeiramente superior à venda da energia às instalações, como seria de esperar com o aumento do consumo. Porém, a despesa que toma o valor mais elevado é a de operação e manutenção do PE.

Os indicadores económico-financeiros para este modelo de negócio encontram-se na Tabela 22.

Tabela 22: Indicadores económico-financeiros para o modelo de negócio base e para o com carregamento ilimitado.

	Modelo de negócio base	Modelo de negócio com carregamento ilimitado
Período de retorno	22,8 anos	19,7 anos
TIR	1,1%	2,7%
ROI	1,1	1,3
VAL total	0,61 M€	1,69 M€

Embora o período de retorno continue a ser insatisfatório, este diminui cerca de 3 anos em relação ao modelo base. Quanto aos restantes parâmetros, apesar de serem ligeiramente superiores ao caso anterior, continuam a não ser vantajosos para o investidor.

4.2.1.3. Regulação secundária de frequência

O presente modelo de negócio está de acordo com a descrição apresentada na Secção 3.3.5.3. A sua remuneração equivale a cerca de 17 k€ no primeiro ano do projeto.

Os indicadores económico-financeiros para o modelo de negócio baseado na regulação secundária de frequência são os apresentados na Tabela 23.

Tabela 23: Indicadores económico-financeiros para o modelo de negócio base e para o com oferta de regulação secundária de frequência.

	Modelo de negócio base	Modelo de negócio com regulação secundária de frequência
Período de retorno	22,8 anos	20,5 anos
TIR	1,1%	2,2%
ROI	1,1	1,2
VAL total	0,61 M€	1,38 M€

O período de retorno decresce aproximadamente 2 anos e a TIR aumenta 1,1% em relação ao cenário base; todavia, estes valores continuam a ser impeditivos para o avanço do projeto. A viabilidade do projeto com oferta de regulação secundária de frequência continua a não ser rentável, apesar de se observarem ligeiras melhorias em relação ao modelo de referência.

4.2.2. Análise de sensibilidade

Os indicadores económico-financeiros resultantes dos modelos de negócio descritos anteriormente dependem fortemente dos pressupostos assumidos. Quando estes pressupostos variam, os resultados também são alterados. A análise de sensibilidade permite verificar a dependência dos resultados com a modificação de alguns parâmetros.

As análises baseiam-se no modelo de negócio base, exceto a última, que se refere ao modelo de negócio com carregamento ilimitado.

4.2.2.1. Evolução do preço de energia

No modelo de negócio de base, o preço da energia elétrica mantém-se e apenas se altera com a taxa de atualização. De modo a averiguar os efeitos da alteração do preço da energia nos parâmetros financeiros, estuda-se duas evoluções distintas do preço da energia ao longo dos anos.

- Situação 1: o preço da energia aumenta cerca de 1% ao ano, tornando-se um produto cada vez mais dispendioso.
- Situação 2: a disseminação da produção de ESF resulta num decréscimo do preço da energia durante o dia, mantendo-se os preços referentes aos restantes períodos do dia. Os preços afetados dizem respeito ao preço da venda de energia às instalações da empresa e aos VEs e ao preço da compra de energia à rede elétrica. A taxa de

decréscimo admitida considera que o preço da energia durante o dia cai para metade até ao fim do projeto. Com esta consideração, a determinação da taxa pode ser feita com base em qualquer preço da energia, pois vai ser igual independentemente da referência. A referência para a determinação da taxa é a do preço da venda da energia às instalações da empresa; a mesma é conseguida através da linha de tendência com características exponenciais que une os preços em 2015 e em 2040, como representado na Figura 48. A taxa de decaimento é, então, cerca de 2,8% ao ano.

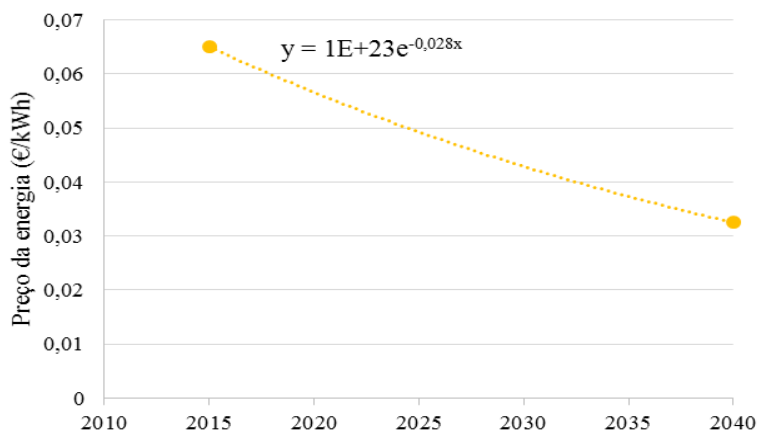


Figura 48: Evolução do preço de venda da energia durante o dia (venda às instalações da Fertagus).

Posto isto, a evolução dos preços da energia na Situação 2 encontra-se na Figura 49.

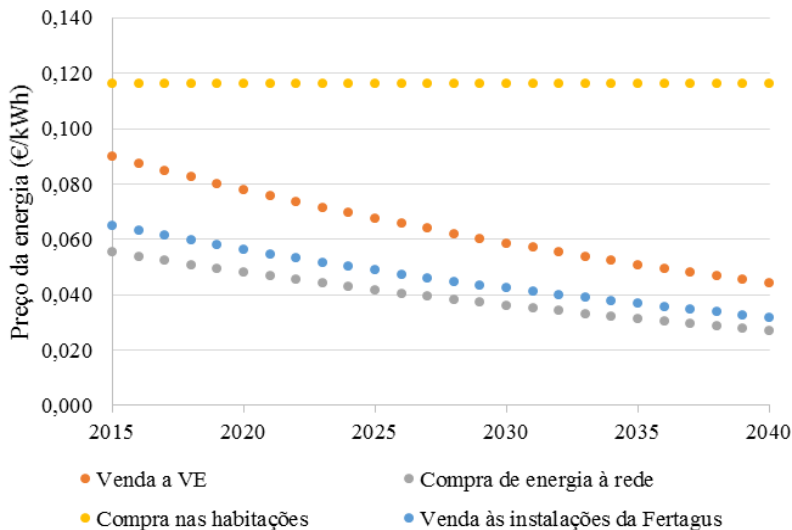


Figura 49: Evolução do preço da energia ao longo do projeto.

Na Tabela 24, é possível verificar a poupança do proprietário de um VE que carrega 6 kWh todos os dias no PE durante os 25 anos do projeto.

Tabela 24: Poupança do proprietário de um VE ao longo dos 25 anos do projeto pelo carregamento no PE e não na sua habitação.

Custo dos carregamentos ao longo de todo o projeto para o proprietário de um VE [k€]			
	Modelo de negócio	Evolução dos preços	
	base	Situação 1	Situação 2
Na habitação	13,1	15,2	13,1
No PE	10,1	11,7	6,7
Poupança	3,0	3,5	6,4

O modelo base representa a perspetiva de poupança mais baixa. Em contrapartida, a Situação 2 (descida dos preços durante o dia) proporciona a maior poupança para o cliente. Apesar dos preços de carregamento no PE diminuírem 2,8% ao ano, o custo do carregamento ao longo dos anos aumenta devido à taxa de atualização, que é superior à de diminuição dos preços. Contudo, o custo dos carregamentos aumenta mais lentamente do que nas outras duas situações, o que justifica as diferenças apresentadas.

A determinação do melhor cenário não resulta apenas da perspetiva do cliente, mas, essencialmente, da perspetiva do investidor. O investidor, como já referido, baseia a sua avaliação nos económico-financeiros. Para as evoluções dos preços descritas anteriormente, os indicadores encontram-se na Tabela 25.

Tabela 25: Indicadores económico-financeiros para o modelo de negócio base e para a análise de sensibilidade da evolução do preço de energia na situação 1 e 2.

	Modelo de negócio base	Evolução do preço de energia	
		Situação 1	Situação 2
Período de retorno	22,8 anos	20,8 anos	Não atingido
TIR	1,1%	2,2%	--
ROI	1,1	1,2	--
VAL total	0,61 M€	1,44 M€	--

Como se vê, a Situação 2 é a pior, já que o investidor não consegue reaver o investimento no período útil do projeto. Já a Situação 1 resulta em indicadores económico-financeiros ligeiramente melhores que os de base. Como a fonte de receitas do PE é a venda de energia, quando esta encarece, o PE ganha mais. No entanto, o PE também compra energia à rede, que quanto mais cara se torna mais despesas implica. Estas despesas e receitas aumentam segundo a mesma taxa, contudo o preço e a quantidade de energia comprada à rede são inferiores à vendida nas instalações da empresa. O balanço entre este aumento de preços leva a que o projeto na Situação 1 seja mais favorável que o do cenário base.

Apesar de se verificarem pequenas melhorias num dos cenários, os económico-financeiros continuam ao tornar o projeto não atrativo para o investidor.

4.2.2.2. Ocupação

Ao longo da descrição e análise do PE da estação do Pragal considerou-se a ocupação no ano de 2014. Todavia, a ocupação é função dos hábitos dos clientes, que não são totalmente previsíveis, e por isso a ocupação tem uma incerteza associada que pode ser relativamente elevada. As consequências das oscilações na ocupação representam um estudo interessante, porque, ao manter-se o dimensionamento inalterado, as condições consideradas para o projeto

não permitem aferir a influência nos resultados de outras ocupações, nomeadamente superiores. O aumento da ocupação sem um dimensionamento de acordo levaria à falta de carregadores.

Deste modo, averiguam-se as modificações necessárias no projeto caso o seu dimensionamento fosse efetuado para outras condições de ocupação. Analisam-se duas situações distintas, alterando a ocupação em 10%, aumentando-a e diminuindo-a. O aumento da ocupação em 10% representa um máximo de 764 VEs e a diminuição um máximo de 625, sendo a ocupação máxima em 2014 de 694 veículos. A modificação da ocupação para todas as horas do ano faz-se proporcionalmente em relação a estes novos valores máximos.

Para o cenário base com uma ocupação superior, nos dias úteis não é possível vender energia à empresa, pois existe défice de energia diário; no caso de uma menor ocupação, observa-se um excesso de produção nestes dias. Apesar do consumo não ser alterado ao longo dos anos, a produção modifica-se devido à degradação dos módulos. Por isso, embora a produção de ESF no cenário com menos 10% de ocupação satisfaça todo o consumo dos VEs nos dias úteis, apenas o faz até ao 2º ano do projeto, a partir do qual se torna necessário recorrer à rede.

Com a diminuição da ocupação, a energia vendida é superior pois existe um menor consumo para satisfazer. Na Tabela 26 encontram-se discriminadas as receitas e despesas associadas à energia vendida e comprada durante o período útil do projeto.

Tabela 26: Receitas e despesas associadas à compra e venda de energia durante os 25 anos do projeto para o modelo de negócio base e para a análise de sensibilidade da ocupação.

Receitas/despesas de energia ao longo de todo o período de vida útil do projeto [M€]				
		Modelo de negócios de referência	Ocupação	
			+10%	-10%
Venda de energia	VE	4,62	5,08	3,96
	Instalações da empresa	1,06	1,05	1,07
Compra de energia à rede		0,42	0,64	0,20
Balanço de receitas/despesas		5,26	5,49	4,83

O cenário com maior ocupação é o que implica despesas de compra de energia mais elevadas. No entanto, como também implica maior consumo, as receitas de venda de energia aos VEs são superiores. Tal resulta num balanço entre receitas e despesas de energia superior aos restantes cenários, justificado pela venda de energia aos VEs com um preço superior (0,090 €/kWh) ao preço de compra à rede (0,055 €/kWh). Adicionalmente, a quantidade de energia que o PE compra à rede é inferior à energia que vende aos VEs e à empresa para todas as situações estudadas.

Com estes resultados apresentados seria de esperar uma melhoria na rentabilidade do projeto para uma ocupação superior. Porém, são necessárias infraestruturas adicionais que suportem o aumento da ocupação, levando a um investimento superior. Analogamente, considerando uma ocupação inferior, o investimento necessário torna-se mais reduzido. Na Tabela 27, apresentam-se os valores correspondentes aos novos investimentos e ao modelo de referência.

Tabela 27: Investimento para o modelo de negócio base e para os cenários da análise de sensibilidade da ocupação.

Análise de sensibilidade Ocupação - Investimento (k€)			
	Modelo de negócios base	Ocupação	
		+10%	-10%
Módulos fotovoltaicos		726	
Estruturas metálicas		300	
Estações de carregamento	833	917	750
Conjunto de inversores		299	
Bateria	1315	1547	1083
Outros equipamentos		14	
Investimento Total	3487	3803	3172

Os únicos parâmetros alterados em relação ao investimento base são as estações de carregamento (cujo número tem que ser igual ao máximo da ocupação considerada) e a bateria (cuja capacidade de armazenamento tem que ser a adequada à ocupação). A capacidade de armazenamento no caso com maior ocupação tem que ser superior porque a carga de consumo também o é, tendo um valor de 2000 kWh. A bateria do parque na situação com menor ocupação pode ter uma capacidade inferior de cerca de 1400 kWh, resultando num custo também inferior.

Os indicadores económico-financeiros para este caso são os mencionados na Tabela 28.

Tabela 28: Indicadores económico-financeiros para o modelo de negócio base e para a análise de sensibilidade da ocupação.

	Modelo de negócios de referência	Ocupação	
		+10%	-10%
Período de retorno	22,8 anos	23,5 anos	22,6 anos
TIR	1,1%	0,7%	1,2%
ROI	1,1	1,1	1,1
VAL total	0,61 M€	0,43 M€	0,61 M€

Um projeto com uma ocupação inferior, e investimento também inferior, resulta em melhores indicadores de análise do investimento. Assim, um projeto destes é preferível com pequenas dimensões, essencialmente devido ao elevado investimento inicial. Por outro lado, quanto maior for a ocupação, piores serão os indicadores de rentabilidade. Porém, nenhum destes cenários apresenta valores de rentabilidade atrativos para o investidor.

4.2.2.3. Capacidade fotovoltaica instalada

O número de painéis fotovoltaicos instalados influencia a rentabilidade do projeto, não só do ponto de vista do investimento como também em relação à energia vendida. Deste modo, simularam-se duas dimensões diferentes para a capacidade fotovoltaica instalada. Num cenário considerou-se uma instalação 10% superior e no outro 10% inferior, em relação ao cenário de referência.

Dez por cento mais capacidade corresponde a 3820 módulos fotovoltaicos, perfazendo uma potência de 1,1 MW. Dez por cento menos capacidade equivale a 3140 módulos fotovoltaicos e a uma capacidade de 895 kW.

A grande diferença entre estes dois cenários prende-se com a energia vendida às instalações da empresa e a compra de energia à rede. Como a ocupação não sofre alterações, o consumo relativo aos VEs mantém-se nas três hipóteses analisadas (referência, capacidade 10% superior e 10% inferior). A Tabela 29 apresenta as receitas e despesas para estes três cenários no que diz respeito à venda e compra de energia.

Tabela 29: Receitas e despesas associadas à compra e venda de energia durante os 25 anos do projeto para o modelo de negócio base e para a análise de sensibilidade da capacidade instalada.

Receitas/despesas de energia ao longo de todo o período de vida útil do projeto [M€]				
		Modelo de negócio base	Capacidade fotovoltaica	
			+10%	-10%
Venda de energia	VE	4,62		
	Instalações da empresa	1,06	1,17	0,95
Compra de energia à rede		0,42	0,24	0,60
Balanço de receitas/despesas		5,26	5,55	4,97

Quanto maior for o número de módulos, maior será a área de captação de radiação solar. Tal resulta numa quantidade de energia produzida em excesso superior e, consequentemente, a quantidade de energia vendida é mais elevada.

Quanto maior for a instalação fotovoltaica, maior será o balanço (venda-compra) de energia, e portanto receitas mais elevadas. O contrário acontece com uma instalação mais pequena. Tal como na secção anterior, não é suficiente analisar apenas a produção e compra de energia, há que analisar também as alterações no investimento.

A instalação com mais capacidade implica um investimento superior em módulos fotovoltaicos, e em contrapartida uma bateria menor (1500 kWh) que a do plano de referência (1700 kWh), visto que a sua produção em excesso permite satisfazer uma maior parcela do consumo dos VEs nos dias úteis. O contrário acontece no caso da instalação mais pequena, implicando uma bateria do parque maior (1800 kWh). As dimensões diferentes das instalações fotovoltaicas levam à alteração do sistema de inversores: 14 para a instalação menor e 18 para a maior (base: 16 inversores).

O investimento associado às estruturas metálicas e outros equipamentos também sofre alterações proporcionais à diferença entre as instalações em estudo. O único parâmetro do investimento que se mantém inalterado é o custo dos carregadores, uma vez que a ocupação se mantém. A discriminação do investimento encontra-se na Tabela 30.

Tabela 30: Investimento para o modelo de negócio base e para os cenários da análise de sensibilidade da capacidade fotovoltaica instalada.

Análise de sensibilidade Capacidade fotovoltaica instalada - Investimento (k€)			
	Modelo de negócio base	Capacidade fotovoltaica instalada	
		+10%	-10%
Módulos fotovoltaicos	726	797	655
Estruturas metálicas	300	329	271
Estações de carregamento	833		
Conjunto de inversores	299	336	263
Bateria	1315	1160	1392
Outros equipamentos	14		
Investimento Total	3487	3469	3428

A maior instalação fotovoltaica resulta num investimento total inferior ao de base. Isto deve-se ao custo da bateria, o elemento mais caro, que diminui. Uma instalação de menor dimensão resulta igualmente num investimento inferior, não sendo contudo muito significativa a diferença, pois é necessária uma bateria maior e mais cara.

Na Tabela 31, encontram-se os indicadores económico-financeiros da presente análise de sensibilidade.

Tabela 31: Indicadores económico-financeiros para o modelo de negócio base e para a análise de sensibilidade da capacidade fotovoltaica instalada.

	Modelo de negócio base	Capacidade instalada	
		+10%	-10%
Período de retorno	22,8 anos	21,8 anos	23,5 anos
TIR	1,1%	1,6%	0,7%
ROI	1,1	1,2	1,1
VAL total	0,61 M€	0,92 M€	0,40 M€

O aumento da capacidade instalada faz com que o período de retorno melhore em cerca de um ano, enquanto a diminuição da instalação resulta no seu alargamento. Os restantes indicadores demonstram esta mesma dependência do projeto perante as modificações da dimensão da instalação fotovoltaica, indicando que o projeto melhora com o aumento da capacidade fotovoltaica instalada e piora com a sua diminuição. Mesmo com indicadores mais favoráveis do que os do modelo de referência, o projeto com uma instalação fotovoltaica 10% maior não apresenta viabilidade para o investidor.

4.2.2.4. Taxa média de carregamento

O modelo de negócio que considera uma tarifa plana de carregamento assume que, em média, os clientes carregam 1,5 vezes mais que a média das necessidades de todos os veículos (ou seja, 9 kWh). Caso este valor seja outro, os resultados económico-financeiros sofrem alterações, que se apresentam a seguir.

Admitem-se dois casos: primeiro caso, carregamento 10% superior ao caso de referência (9,9 kWh) e, segundo caso, 10% inferior (8,1 kWh). Nestes dois cenários, a única alteração em relação ao modelo de negócio com carregamento ilimitado descrito na Secção 3.3.5.2 é a energia comprada à rede.

Neste modelo de negócios, a quantidade de energia comprada nos dias úteis e vendida nos fins-de-semana é alterada, devido ao diferente consumo dos VEs. O défice de energia nos dias úteis é de 2845 kWh e 1695 kWh no caso do aumento e diminuição do carregamento, respetivamente. A compra de energia aumenta ao longo dos anos devido à degradação dos painéis, o que resulta na quantidade crescente de energia necessária para fazer face ao consumo inalterado dos VEs. Os défices de energia mencionados resultam em 1,87M€ e de 1,20M€ de despesas ao longo de todo o projeto para o aumento e diminuição do carregamento médio, respetivamente.

A modificação da taxa média de carregamento dos clientes não altera a infraestrutura necessária do projeto e, consequentemente, o investimento mantém-se igual ao do cenário base. Os resultados obtidos nos indicadores económico-financeiros estão na Tabela 32.

Tabela 32: Indicadores económico-financeiros para o modelo de negócio com carregamento ilimitado e para a análise de sensibilidade da taxa média de carregamento.

	Modelo de negócio com carregamento ilimitado	Taxa média de carregamento	
		+10%	-10%
Período de retorno	19,7 anos	20,6 anos	18,9 anos
TIR	2,7%	2,2%	3,1%
ROI	1,3	1,2	1,3
VAL total	1,69 M€	1,35 M€	2,04 M€

Não havendo quaisquer alterações nas receitas em relação ao modelo de negócio com carregamento ilimitado, quanto mais os clientes aderentes à mensalidade adicional carregam, mais aumentam as despesas de compra de energia, originando uma menor rentabilidade do projeto. Reciprocamente, caso os proprietários dos VEs carreguem menos que a média, os indicadores melhoram. Ainda assim, o PE continua a não ser um projeto rentável.

4.2.3. Cenários adicionais

Até agora, todos os cenários e análises de sensibilidade considerados não alteram significativamente a estrutura do PE; as únicas modificações são o aumento e diminuição da sua dimensão. Nesta secção, serão analisados os efeitos da alteração da configuração do PE, tendo sempre como comparação o modelo base.

4.2.3.1. Orientação ótima

Este cenário considera a disposição descrita em 3.3.6.1, com o mesmo número de módulos que o cenário de referência e com uma orientação ótima dos mesmos.

A produção de energia resultante destas alterações e as receitas correspondentes encontram-se na Tabela 33. Tanto a produção de energia como as receitas associadas à venda de energia aos VEs e às instalações da empresa neste cenário aumentam.

Tabela 33: Energia produzida e receitas correspondentes no primeiro ano do projeto para o modelo base e o cenário adicional com orientação ótima.

	Energia produzida [MWh]		Receitas [k€]	
	Modelo de negócio base	Orientação ótima	Modelo de negócio base	Orientação ótima
VEs	1,02		96,7	
Instalações da Fertagus	0,37	0,48	2,5	3,1
Total	1,39	1,50	99,2	99,8

A orientação dos painéis a Sul permite a venda de energia às instalações da empresa nos dias úteis até ao 7º ano do projeto, a partir do qual a produção deixa de ser suficiente para cobrir o consumo, obrigando à compra de energia à rede. Embora a nova configuração consiga maior produção de energia, os investimentos nos dois cenários são diferentes devido ao custo da bateria. Ao contrário do expectável, a orientação Sul implica uma bateria maior e, portanto, mais cara. A Figura 50 permite entender melhor a razão de tal acontecer.

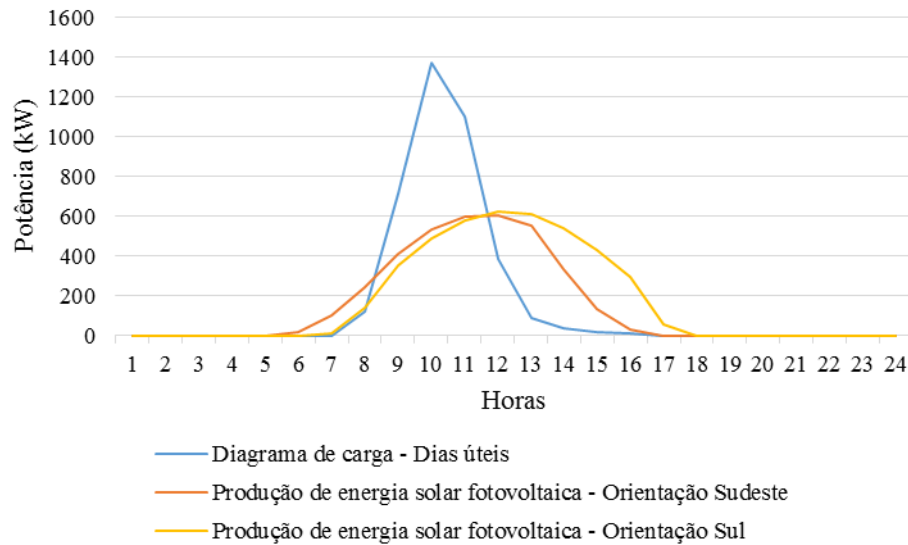


Figura 50: Produção de ESF com orientação Sul e Sudeste e o diagrama de carga dos dias úteis.

Durante o período de pico de consumo, a configuração com orientação Sudeste satisfaz mais o consumo do que a orientação a Sul. Por outro lado, só depois de deixar de existir excesso de consumo (por volta das 12h) é que a orientação Sul produz mais que a Sudeste. Desta forma, a orientação Sudeste implica uma bateria de 1,70 MWh e a orientação Sul uma de 1,80 MWh, resultando num investimento superior (Tabela 34).

Tabela 34: Investimento para o modelo de negócio base e para o cenário adicional com orientação ótima.

Cenário adicional Orientação ótima - Investimento (k€)		
	Modelo de negócio base	Orientação ótima
Módulos fotovoltaicos	726	
Estruturas metálicas	300	
Estações de carregamento	833	
Conjunto de inversores	299	
Bateria	1315	1392
Outros equipamentos	14	
Investimento Total	3487	3564

O investimento para o cenário com orientação ótima é superior ao de referência (Tabela 34), o que não garante que este represente uma pior alternativa pois, como apresentado na Tabela 33, as receitas provenientes da venda de energia também são superiores. Os resultados da análise económico-financeira para este cenário alternativo estão presentes na Tabela 35.

Tabela 35: Indicadores económico-financeiros para o modelo de negócio base e para o cenário adicional com orientação ótima.

	Modelo de negócio base	Orientação ótima
Período de retorno	22,8 anos	21,9 anos
TIR	1,1%	1,5%
ROI	1,1	1,1
VAL total	0,61 M€	0,92 M€

O equilíbrio entre o investimento e as receitas obtidas com o aumento da produção torna o cenário com orientação ótima ligeiramente mais rentável que o de orientação Sudeste, como é possível verificar na Tabela 35. Porém, os indicadores de análise do investimento continuam a evidenciar a baixa rentabilidade do projeto.

4.2.3.2. Futuro

O cenário de futuro e a evolução dos preços da bateria e dos módulos segue a metodologia utilizada na Secção 3.3.6.2.

Na Tabela 36, é possível verificar as combinações do custo dos módulos e da bateria para alguns anos. Contudo, uma vez que a compra da bateria e dos módulos tem de corresponder ao mesmo ano, apenas os valores da diagonal da matriz interessam, uma vez que só estes correspondem ao mesmo ano.

Tabela 36: Resumo dos períodos de retorno correspondentes a cada conjugação de anos considerando a evolução dos preços dos módulos fotovoltaicos e o preço da bateria.

			Ano e correspondente preço das baterias [€/kWh]]								
			2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2049	2050
			729	550	450	385	364	350	343	338	336
Ano e correspondente preço dos módulos fotovoltaicos [€/kW _p]	2015	590	24.7								
	2020	541		22.6							
	2025	492			21.2						
	2030	443				20.2					
	2035	393					19.6				
	2040	344						19.1			
	2045	295							18.7		
	2049	256								18.4	
	2050	246									18.3

Ao utilizar-se a curva com previsões até 2050, como referido na metodologia, tem-se uma evolução mais pessimista dos preços das baterias em relação ao modelo de referência. Tal leva a que o cálculo do período de retorno nos primeiros anos do projeto não se adeque ao estabelecido como referência; i.e., perante esta curva (e não a média considerada anteriormente), o projeto atualmente tem um período de retorno de quase 25 anos. No entanto, como neste modelo interessam os anos futuros e não o ano presente, este fator não influencia significativamente os resultados. Com estas condições, atinge-se pela primeira vez o período de retorno aproximado a 18 anos (o mais baixo conseguido até 2050) no ano 2049.

Neste ano, o preço dos módulos esperado é de 256 €/kW_p e o da bateria de 338 €/kWh. O preço da bateria do parque considera a sua substituição contabilizando uma bateria com o preço do ano inicial do projeto e outra com o preço equivalente a dez anos depois. Como as previsões dos preços terminam em 2050, a partir do ano 2040 o preço da segunda bateria, que seria adquirida em 2050, considera-se estável e de valor igual ao do ano 2050. O investimento considerado para este projeto em 2049 será inferior ao de 2015, como se vê na Tabela 37.

Tabela 37: Investimento para o modelo de negócio base atualmente e em 2049.

Cenário adicional Futuro - Investimento (k€)			
	Modelo de negócio base		
	Atual - 2015		Futuro - 2049
Módulos fotovoltaicos	726		320
Estruturas metálicas		300	
Estações de carregamento		833	
Conjunto de inversores		299	
Bateria	1315		707
Outros equipamentos		14	
Investimento Total	3487		2473

Assumindo o início do projeto no ano 2049 e o novo investimento, mantendo todas as restantes considerações inalteradas, obtêm-se os indicadores económico-financeiros da Tabela 38.

Tabela 38: Indicadores económico-financeiros para o modelo de negócio base atualmente e em 2049.

	Modelo de negócio base	
	Atual - 2015	Futuro - 2049
Período de retorno	22,8 anos	18,4 anos
TIR	1,1%	3,5%
ROI	1,1	1,4
VAL total	0,61 M€	1,61 M€

O projeto torna-se ligeiramente mais rentável se for implementado em 2049 mas, mais uma vez, não é viável.

4.2.3.3. Sem bateria

Os pressupostos deste cenário são os descritos na metodologia da análise do investimento (Secção 3.3.6.3) e, como mencionado, dividem-se em dois subcenários: rede e sistema de gestão de carregamento.

No cenário sem bateria (rede), o balanço entre a venda e a compra de energia à rede discriminado por dias úteis e de fim-de-semana para o primeiro ano encontra-se na Tabela 39.

Tabela 39: Balanço de receitas e despesas relacionadas com a venda/compra de energia para o cenário adicional sem bateria (rede).

		Energia por dia [kWh]		Receitas/despesas anuais [k€]
		Dia útil	Fim-de-semana	
Venda de energia	VE	3833	222	96,7
	Instalações da empresa	1327	3532	48,3
Compra de energia à rede		1680	0	25,3
Balanço de receitas/despesas		3480	3754	119,7

Nos dias úteis, o balanço de compra e venda de energia é inferior ao do fim-de-semana, mostrando que a venda aos VEs muito superior durante a semana não compensa a compra de energia necessária para satisfazer o resto do consumo. A venda de energia às instalações da empresa nos dias úteis ocorre antes e depois do pico de consumo dos VEs, porque são estas as alturas em que a produção supera o consumo. Aos fins-de-semana, a venda da energia excedente ocorre, essencialmente, durante todo o dia. Na Tabela 39, é possível verificar que tanto em dias úteis como de fins-de-semana o balanço de venda e compra de energia é positivo, sublinhado pelo balanço anual.

Na Tabela 40, encontram-se os valores de compra e venda de energia à rede associados ao cenário com sistema de gestão de carregamento.

Tabela 40: Balanço de receitas e despesas relacionadas com a venda/compra de energia para o cenário adicional sem bateria (sistema de gestão de carregamento) no primeiro ano do projeto.

		Energia por dia [kWh]		Receitas/despesas anuais [k€]
		Dia útil	Fim-de-semana	
Venda de energia	VEs	3833	222	96,7
	Instalações da empresa	0	3532	24,9
Compra de energia à rede		353	0	5,8
Balanço de receitas/despesas		3480	3754	115,8

Neste cenário, a compra de energia à rede é calculada através da produção total de energia e do consumo total dos VEs. Como é possível verificar, os balanços energéticos obtidos nos dois cenários sem bateria são iguais. Tal acontece, porque o consumo diário dos VEs e a produção de energia se mantêm. As diferenças mais evidentes entre os dois casos prendem-se com a fonte de fornecimento da energia: rede elétrica ou instalação fotovoltaica. No primeiro cenário o balanço das receitas anuais é superior porque, apesar de se recorrer significativamente mais à rede, parte da ESF produzida é vendida, a preço superior à de compra de energia à rede. Por outro lado, o segundo cenário aproveita ao máximo a energia produzida para o carregamento dos VEs, não vendendo energia para as instalações da *Fertagus*.

O grande fator de diferenciação entre os dois cenários sem bateria e os restantes é precisamente o investimento significativamente inferior dos primeiros (Tabela 41).

Tabela 41: Investimento para o modelo de negócio base e para o cenário adicional sem bateria.

Cenário adicional Sem bateria - Investimento (k€)		
	Modelo de negócios de referência	Sem bateria
Módulos fotovoltaicos	726	
Estruturas metálicas	300	
Estações de carregamento	833	
Conjunto de inversores	299	
Bateria	1315	-
Outros equipamentos	14	
Investimento Total	3487	2172

Com um investimento significativamente inferior, os indicadores económico-financeiros também apresentam melhorias significativas (Tabela 42).

Tabela 42: Indicadores económico-financeiros para o modelo de negócio base e para o cenário adicional sem bateria (rede e sistema de gestão de carregamento).

	Modelo de negócio base	Sem bateria	
		Rede	Sistema de gestão de carregamento
Período de retorno	22,8 anos	15,5 anos	16,2 anos
TIR	1,1%	5,6%	4,9%
ROI	1,1	1,6	1,54
VAL total	0,61 M€	2,55 M€	2,12 M€

Os dois cenários sem bateria apresentados são os que se aproximam mais de um projeto viável, visto que têm um período de retorno muito inferior aos restantes. No entanto, existem algumas diferenças entre as duas perspetivas em estudo que não consideram baterias.

O sistema de gestão de carregamento apesar de apresentar uma TIR muito próxima da taxa de atualização, não a consegue superar, não contribuindo para a viabilidade do projeto. O cenário com recurso à rede sem controlo dos carregamentos mostra ser o único de todos os cenários analisados neste capítulo que tem uma TIR superior à taxa de atualização, embora continue a ser uma TIR baixa. Ainda que o cenário adicional sem bateria (rede) apresente indicadores económicos mais favoráveis que todos os outros cenários, continua a ser um cenário que não é atrativo pois, para tal, a TIR deveria ser superior e o período de retorno inferior.

Capítulo 5 - Discussão e conclusão

Neste trabalho, faz-se o estudo energético e económico-financeiro da implementação de um parque de estacionamento solar para veículos elétricos, recorrendo a um caso de estudo.

O potencial de aproveitamento solar do parque de estacionamento da estação de comboios da *Fertagus*, no Pragal, é avaliado. Os clientes deste parque de estacionamento são, em grande maioria, utentes dos comboios da *Fertagus*; utilizando-o para deixarem o seu veículo e seguirem para os locais de trabalho em Lisboa. Admitindo que todos os veículos estacionados neste parque são elétricos, analisa-se a possibilidade do carregamento dos mesmos através da energia solar fotovoltaica produzida, enquanto os seus proprietários se encontram a trabalhar.

O estudo energético baseia-se na análise da relação entre a produção fotovoltaica e o carregamento dos veículos elétricos no parque de estacionamento. Os perfis da produção fotovoltaica e da ocupação do parque apresentam algumas semelhanças, ambos com um pico durante o dia. As correlações calculadas foram de 52% e 43% para os dias úteis e fins-de-semana, respetivamente.

Embora a relação entre a produção de energia e a ocupação elucide acerca do potencial de aproveitamento de energia, o diagrama de carga do carregamentos dos VEs é que permite uma análise da coincidência real entre a produção e o consumo de energia.

Ao analisar-se dois tipos de carregamento, sem e com controlo, torna-se possível planear o aproveitamento ótimo da energia produzida. Nestes dois casos, o consumo e a produção de energia observados diariamente são os mesmos, diferindo a gestão do consumo. Enquanto no carregamento sem controlo se pressupõe uma bateria instalada no parque para fazer face ao pico de consumo, no carregamento controlado gere-se os carregamentos de forma a aproveitar diretamente a energia produzida ao máximo, evitando as perdas de eficiência no carregamento/descarregamento da bateria do parque.

No dia médio anual, nenhum dos tipos de carregamentos obriga à compra de energia à rede, devido ao excesso de produção existente. O mesmo não acontece nos dias úteis, onde existe um défice de energia que tem de ser compensado pela rede nos dois tipos de carregamento. Já nos fins-de-semana, nem o carregamento controlado nem o sem controlo recorrem à rede, uma vez que a ocupação do PE é muito reduzida.

A grande diferença entre os dois carregamentos é a quantidade de energia extra necessária (isto é, que ultrapassa a produção em cada hora) para satisfazer o consumo dos veículos, armazenada ou não. No carregamento controlado, o consumo dos veículos está distribuído ao longo do dia. Assim sendo, a energia extra é utilizada somente nos carregamentos que superam a produção de energia e que já não têm possibilidade de ser adiados. No carregamento sem controlo, a energia extra tem de satisfazer horariamente todo o consumo, apresentando um valor muito superior ao caso anterior.

Quanto ao estudo económico-financeiro, pretendeu-se averiguar a viabilidade económica do projeto, tentando-se apurar se existe um modelo de negócio interessante para o caso de estudo.

O modelo de negócio de base, cujas receitas são a venda de energia aos veículos e à empresa, apresenta um período de retorno de cerca de 23 anos e uma taxa interna de rentabilidade de 1,1%, demonstrando não ser viável. De entre os restantes modelos de negócio simulados, ainda que nenhum apresente viabilidade, o modelo que oferece aos clientes uma tarifa plana mensal que lhes permite o carregamento ilimitado é o mais promissor, baixando o período de retorno para cerca de 20 anos e aumentando o valor da taxa interna de rentabilidade para 2,7%.

As análises de sensibilidade efetuadas revelam que os indicadores económico-financeiros sofrem alterações com a modificação de alguns parâmetros, embora não o suficiente para tornar o projeto viável.

Consideraram-se duas situações de evolução dos preços da eletricidade. Na Situação 1 (energia cada vez mais cara), o aumento dos preços de compra de energia é compensado pelo aumento do preço de venda de energia aos veículos e à empresa, permitindo indicadores económico-financeiros mais favoráveis. Por outro lado, a Situação 2 (descida dos preços de energia durante o dia) resulta na diminuição das despesas de compra de energia, mas também no decréscimo das receitas de venda. O balanço entre estas duas diferenças inviabiliza o projeto, pois a venda de energia tem um maior peso que a compra.

Com a variação da ocupação e da capacidade instalada, as receitas e as despesas (incluindo o investimento) sofrem alterações, e o balanço delas dita a viabilidade final do projeto. Os cenários de aumento da ocupação e instalação fotovoltaica mais pequena apresentam indicadores económico-financeiros piores, enquanto a diminuição da ocupação e uma instalação fotovoltaica maior proporcionam melhorias nos indicadores.

Na análise de sensibilidade do carregamento ilimitado verifica-se que o aumento do carregamento resulta em maiores despesas de compra de energia à rede, sem se observar um aumento de receitas, o que faz piorar a viabilidade do projeto.

Todos os restantes cenários considerados são económico-financeiramente melhores, destacando-se o cenário sem bateria no parque. Independentemente da gestão de consumo adotada, este cenário diminui o período de retorno significativamente (cerca de 7 anos). Porém, a compra de energia à rede sem controlo dos carregamentos demonstra ser o cenário mais rentável. O cenário sem bateria é o único, entre todos os cenários e casos estudados, que apresenta uma taxa interna de rentabilidade superior à taxa de atualização, tornando o projeto rentável, embora pouco. Dentro dos cenários sem bateria, o que admite compra de energia à rede é o que apresenta melhores resultados, com um período de retorno de 15,5 anos.

Deste modo, ainda que se verifique uma boa relação entre a produção fotovoltaica e o aproveitamento dessa energia para carregamento dos veículos, é possível concluir que o grande investimento inicial necessário conjugado com as baixas receitas adicionais tornam o projeto inviável de acordo com os pressupostos deste estudo.

Como trabalho futuro, sugere-se a exploração em detalhe dos carregamentos controlados com diferentes critérios, e a procura por novas soluções que permitam a viabilização do projeto, tendo-se em consideração não só a diminuição do investimento como também o aumento de receitas. O aumento de receitas poderá resultar de medidas criativas para novos modelos de negócio e ofertas de serviços aos proprietários dos veículos. Outra perspetiva de estudo futuro é a influência do sombreamento dos módulos fotovoltaicos na produção de energia.

Por outro lado, poderá ser interessante determinar a viabilidade económica de um projeto como o estudado mas de menores dimensões, considerando um cenário intermédio com veículos elétricos mas também convencionais ou onde nem todos os veículos elétricos pretendem carregar. O estudo feito conclui que não é rentável economicamente instalar módulos fotovoltaicos para carregar veículos elétricos; no entanto, no futuro pode existir uma grande penetração de veículos elétricos estacionados durante o dia com as baterias disponíveis para armazenar o excesso de energia produzido pelos módulos fotovoltaicos instalados em todos os telhados e fachadas da cidade, devolvendo essa mesma energia no período noturno. Neste contexto, o modelo de negócio de parques de estacionamento como o caso de estudo poderá ser cobrar à rede pelo serviço de armazenamento de energia dos proprietários dos veículos.

Apesar de os modelos testados apresentarem falta de viabilidade, há parâmetros relevantes não considerados devido à sua difícil contabilização. Por exemplo, o sombreamento criado acrescenta mais-valias ao parque não facilmente quantificáveis. Por outro lado, a produção renovável de energia e o seu consumo no local tem externalidades positivas, tanto a nível ambiental do ponto de vista do sistema electroprodutor.

Referências bibliográficas

- [1] J. Jean, P. R. Brown, R. L. Jaffé, T. Buonassisi, and V. Bulović, “Pathways for solar photovoltaics,” *Energy Environ. Sci.*, vol. 8, no. 4, pp. 1200–1219, 2015.
- [2] G. Johnson, “National Geographic Magazine - NGM.com,” *September 2009*, 2009.
- [3] D. Mackay, “Solar energy in the context of energy use, energy transportation and energy storage,” *Philos. Trans. R. Soc. A*, vol. 371, no. July, 2013.
- [4] J. Munkhammar, P. Grahm, and J. Widén, “Quantifying self-consumption of on-site photovoltaic power generation in households with electric vehicle home charging,” *Sol. Energy*, vol. 97, no. November, pp. 208–216, Nov. 2013.
- [5] International Energy Agency, “Tracking Clean Energy Progress 2014 - Energy Technology Perspectives 2014 Excerpt & IEA Input to the Clean Energy Ministerial,” 2014.
- [6] B. Kumar Sahu, “A study on global solar PV energy developments and policies with special focus on the top ten solar PV power producing countries,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 43, pp. 621–634, Mar. 2015.
- [7] J. Pyper, “The Global Solar PV Market Hit 177GW in 2014, A Tenfold Increase From 2008 :,” *Greentech Media*, 2015. [Online]. Available: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/The-Global-Solar-PV-Market-Hit-177GW-in-2014-A-Tenfold-Increase-From-2008>. [Accessed: 14-Sep-2015].
- [8] S. Abolhosseini and A. Heshmati, “The main support mechanisms to finance renewable energy development,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 40, no. December, pp. 876–885, 2014.
- [9] European Climate Foundation, “Roadmap 2050 - A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe,” 2010.
- [10] K. Jorgensen, “Technologies for electric, hybrid and hydrogen vehicles: Electricity from renewable energy sources in transport,” *Util. Policy*, vol. 16, no. 2, pp. 72–79, 2008.
- [11] A. Poullikkas, “Sustainable options for electric vehicle technologies,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, no. January, pp. 1277–1287, 2015.
- [12] L. V. Pérez, C. H. de Angelo, and V. Pereyra, “Determination of the adjoint state evolution for the efficient operation of a hybrid electric vehicle,” *Math. Comput. Model.*, vol. 57, no. 9–10, pp. 2257–2266, 2013.
- [13] S. Amjad, S. Neelakrishnan, and R. Rudramoorthy, “Review of design considerations and technological challenges for successful development and deployment of plug-in hybrid electric vehicles,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 3, pp. 1104–1110, 2010.
- [14] D. B. Richardson, “Electric vehicles and the electric grid: A review of modeling approaches, Impacts, and renewable energy integration,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 19, no. March, pp. 247–254, Mar. 2013.

- [15] D. P. Birnie, "Solar-to-vehicle (S2V) systems for powering commuters of the future," *J. Power Sources*, vol. 186, no. 2, pp. 539–542, Jan. 2009.
- [16] P. Denholm and R. Margolis, "Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in traditional electric power systems," *Energy Policy*, vol. 35, no. 9, pp. 2852–2861, 2007.
- [17] P. Denholm, M. Kuss, and R. M. Margolis, "Co-benefits of large scale plug-in hybrid electric vehicle and solar PV deployment," *J. Power Sources*, vol. 236, no. August, pp. 350–356, Oct. 2012.
- [18] M. Honarmand, A. Zakariazadeh, and S. Jadid, "Integrated scheduling of renewable generation and electric vehicles parking lot in a smart microgrid," *Energy Convers. Manag.*, vol. 86, no. October, pp. 745–755, 2014.
- [19] F. Mwasilu, J. J. Justo, E.-K. Kim, T. D. Do, and J.-W. Jung, "Electric vehicles and smart grid interaction: A review on vehicle to grid and renewable energy sources integration," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 34, no. June, pp. 501–516, Jun. 2014.
- [20] C. Gouveia, D. Rua, F. J. Soares, C. Moreira, P. G. Matos, and J. a. P. Lopes, "Development and implementation of Portuguese smart distribution system," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 120, no. March, pp. 150–162, Jun. 2015.
- [21] F. Fazelpour, M. Vafaeipour, O. Rahbari, and M. A. Rosen, "Intelligent optimization to integrate a plug-in hybrid electric vehicle smart parking lot with renewable energy resources and enhance grid characteristics," *Energy Convers. Manag.*, vol. 77, no. January, pp. 250–261, Jan. 2014.
- [22] S. Kneeshaw, "Electric Vehicles in Urban Europe Baseline Report," 2010.
- [23] M. S. ElNozahy and M. M. A. Salama, "Studying the feasibility of charging plug-in hybrid electric vehicles using photovoltaic electricity in residential distribution systems," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 110, no. May, pp. 133–143, 2014.
- [24] F. Fattori, N. Anglani, and G. Muliere, "Combining photovoltaic energy with electric vehicles, smart charging and vehicle-to-grid," *Sol. Energy*, vol. 110, no. December, pp. 438–451, Dec. 2014.
- [25] R. C. Green, L. Wang, and M. Alam, "The impact of plug-in hybrid electric vehicles on distribution networks: A review and outlook," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 1, pp. 544–553, 2011.
- [26] H. Lund and W. Kempton, "Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G," *Energy Policy*, vol. 36, no. 9, pp. 3578–3587, Sep. 2008.
- [27] J. R. Pillai, K. Heussen, and P. A. Østergaard, "Comparative analysis of hourly and dynamic power balancing models for validating future energy scenarios," *Energy*, vol. 36, no. 5, pp. 3233–3243, 2011.
- [28] L. Drude, L. C. P. Junior, and R. Rüther, "Photovoltaics (PV) and electric vehicle-to-grid (V2G) strategies for peak demand reduction in urban regions in Brazil in a smart grid environment," *Renew. Energy*, vol. 68, no. August, pp. 443–451, 2014.

- [29] M. Honarmand, A. Zakariazadeh, and S. Jadid, "Self-scheduling of electric vehicles in an intelligent parking lot using stochastic optimization," *J. Franklin Inst.*, vol. 352, no. 2, pp. 449–467, Feb. 2014.
- [30] M. Honarmand, A. Zakariazadeh, and S. Jadid, "Optimal scheduling of electric vehicles in an intelligent parking lot considering vehicle-to-grid concept and battery condition," *Energy*, vol. 65, no. February, pp. 572–579, Feb. 2014.
- [31] P. Nunes, T. Farias, and M. C. Brito, "Day charging electric vehicles with excess solar electricity for a sustainable energy system," *Energy*, vol. 80, no. February, pp. 263–274, Dec. 2014.
- [32] P. Goli and W. Shireen, "PV powered smart charging station for PHEVs," *Renew. Energy*, vol. 66, no. June, pp. 280–287, 2014.
- [33] M. E. Khodayar, M. Barati, and M. Shahidehpour, "Integration of high reliability distribution system in microgrid operation," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1997–2006, 2012.
- [34] E. Goldin, L. Erickson, B. Natarajan, G. Brase, and A. Pahwa, "Solar Powered Charge Stations for Electric Vehicles," *Environ. Prog. Sustain. Energy*, vol. 33, no. 4, pp. 1298–1308, 2014.
- [35] J. Wong, Y. S. Lim, J. H. Tang, and E. Morris, "Grid-connected photovoltaic system in Malaysia: A review on voltage issues," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 29, no. January, pp. 535–545, 2014.
- [36] L. Pieltain Fernández, T. Gómez San Román, R. Cossent, C. Mateo Domingo, and P. Frías, "Assessment of the impact of plug-in electric vehicles on distribution networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 1, pp. 206–213, 2011.
- [37] M. V. Faria, P. C. Baptista, and T. L. Farias, "Electric vehicle parking in European and American context: Economic, energy and environmental analysis," *Transp. Res. Part A Policy Pract.*, vol. 64, no. June, pp. 110–121, Jun. 2014.
- [38] P. J. Tulpule, V. Marano, S. Yurkovich, and G. Rizzoni, "Economic and environmental impacts of a PV powered workplace parking garage charging station," *Appl. Energy*, vol. 108, no. August, pp. 323–332, 2013.
- [39] T. Hunt, "This Is Why It Makes Sense to Pair Solar With Electric Vehicles," *Greentech Media*, 2014. [Online]. Available: http://www.greentechmedia.com/articles/read/this-is-why-it-makes-sense-to-pair-solar-with-electric-vehicles?utm_source=Daily&utm_medium=Headline&utm_campaign=GTMDaily. [Accessed: 10-Nov-2014].
- [40] S. Speidel and T. Bräunl, "Driving and charging patterns of electric vehicles for energy usage," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 40, no. December, pp. 97–110, Dec. 2014.
- [41] J. Robinson, G. Brase, W. Griswold, C. Jackson, and L. Erickson, "Business Models for Solar Powered Charging Stations to Develop Infrastructure for Electric Vehicles," *Sustainability*, vol. 6, no. 10, pp. 7358–7387, 2014.

- [42] M. Langezaal and C. Bouman, “White Paper: Towards Winning Business Models for the EV-Charging Industry,” 2011.
- [43] “Green Power Network: Third-Party Solar Financing,” *U.S. Department of Energy*, 2014. [Online]. Available: http://apps3.eere.energy.gov/greenpower/onsite/solar_financing.shtml. [Accessed: 31-Jul-2015].
- [44] S. Pacca, D. Sivaraman, and G. a. Keoleian, “Parameters affecting the life cycle performance of PV technologies and systems,” *Energy Policy*, vol. 35, no. 6, pp. 3316–3326, 2007.
- [45] A. Weidlich, H. Terhalle, B. Rahnema, T. Casachia, and Etc, “Deliverable 3.1 Business Analysis,” 2012.
- [46] International Energy Agency (IEA), “Technology roadmap: Electric and plug-in hybrid electric vehicles,” 2011.
- [47] D. Hopwood, “ISES drives solar concept: The new SolarCarport at the ISES headquarters in Germany was officially unveiled in March this year,” *Refocus*, vol. 8, no. 2, p. 42,44, 2007.
- [48] H. Neumann, D. Schär, and F. Baumgartner, “The potential of photovoltaic carports to cover the energy demand of road passenger transport,” *Prog. Photovoltaics*, vol. 20, no. 6, pp. 639–649, 2012.
- [49] Associação de Energias Renováveis (APREN), “A ELETRICIDADE DE ORIGEM RENOVÁVEL EM PORTUGAL CONTINENTAL,” 2014.
- [50] “REDE MOBI.E – Definição e Pontos de Carregamento,” *MOBI.E*. [Online]. Available: <https://www.mobie.pt/a-rede-mobie>. [Accessed: 28-Jan-2015].
- [51] C. Camus, T. Farias, and J. Esteves, “Potential impacts assessment of plug-in electric vehicles on the Portuguese energy market,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 10, pp. 5883–5897, 2011.
- [52] “Eco Urbe de Santa Cruz em construção,” *Câmara Municipal de Torres Vedras*, 2014. [Online]. Available: <http://www.cm-tvedras.pt/artigos/detalhes/eco-urbe-de-santa-cruz-em-construcao/>. [Accessed: 31-Jan-2015].
- [53] ECOS, “Eco Urbe Design - Caderno de Encargos.” 2013.
- [54] C. Rodrigues, S. Viana, A. Joyce, H. Gonçalves, and A. Silva, “‘Solar XXI’ building PV systems : performance during the first two years of operation,” in *EuroSun Conference*, 2008.
- [55] “Câmara Municipal de Lisboa: Lisboa avança na mobilidade sustentável,” *Câmara Municipal de Lisboa*. [Online]. Available: <http://www.cm-lisboa.pt/en/living-in/trade/noticias/detalhe-da-noticia/article/lisboa-avanca-na-mobilidade-sustentavel>. [Accessed: 28-Jan-2015].

- [56] “Mercado do Chão do Loureiro,” *EMEL*. [Online]. Available: <http://www.emel.pt/pt/onde-estacionar/parques/parques-em-destaque/mercado-do-chao-do-loureiro/>. [Accessed: 28-Jan-2015].
- [57] “Regulamento de Exploração de Parques,” *Fertagus*. [Online]. Available: <http://www.fertagus.pt/pt/viajar/regulamento-de-exploracao-de-parques>. [Accessed: 27-Aug-2015].
- [58] “Parques de estacionamento - Fertagus,” *Fertagus*. [Online]. Available: <https://www.fertagus.pt/pt/viajar/parques-de-estacionamento>. [Accessed: 27-Aug-2015].
- [59] A. M. Noorian, I. Moradi, and G. A. Kamali, “Evaluation of 12 models to estimate hourly diffuse irradiation on inclined surfaces,” *Renew. Energy*, vol. 33, no. 6, pp. 1406–1412, 2008.
- [60] S. Benkacali and K. Gairaa, “Comparative study of two models to estimate solar radiation on an inclined surface The radiometric station was installed on the roof of Solar Radiation Laboratory of,” *Rev. des Energies Renouvelables*, vol. 15, no. 2, pp. 219–228, 2012.
- [61] “Azimuth Angle | PVEducation,” *PVEducation*. [Online]. Available: <http://pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/azimuth-angle>. [Accessed: 16-Jul-2015].
- [62] P. Gilman, “SAM Photovoltaic Model Technical Reference SAM Photovoltaic Model Technical Reference,” 2015.
- [63] D. A. Howey, R. F. Martinez-Botas, B. Cussons, and L. Lytton, “Comparative measurements of the energy consumption of 51 electric, hybrid and internal combustion engine vehicles,” *Transp. Res. Part D*, vol. 16, no. 6, pp. 459–464, 2011.
- [64] “Magnum Cap - MCC16,” *Magnum Cap*. [Online]. Available: <http://magnumcap.com/index.php/solutions/emobility?id=24>. [Accessed: 14-Jul-2015].
- [65] Instituto do Turismo de Portugal, *Despacho n.º 5616/2014 de 28 de abril*. 2014.
- [66] “Sunny Tripower Inverters,” *Wind & Sun Powering the future*. [Online]. Available: <http://www.windandsun.co.uk/products/Inverters/SMA-Inverters/Sunny-Tripower-Inverters#10066>. [Accessed: 22-Jul-2015].
- [67] J. McMahon, “Why Tesla Batteries Are Cheap Enough To Prevent New Power Plants,” *Forbes*, 2015. [Online]. Available: <http://www.forbes.com/sites/jeffmcmahon/2015/05/05/why-tesla-batteries-are-cheap-enough-to-prevent-new-power-plants/>. [Accessed: 22-Jul-2015].
- [68] “Tarifários 2015 - EDP Casa Click,” *EDP*, 2015. [Online]. Available: <https://energia.edp.pt/particulares/energia/tarifarios-2015.aspx?prod=18103>. [Accessed: 23-Jul-2015].
- [69] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017,” 2014.

- [70] *Decreto-Lei nº153/2014 de 20 de Outubro*. Lisboa: Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia.
- [71] H. Mouriño, “Métodos de avaliação de projectos de investimento Métodos de avaliação de projectos de investimento.” Cadeira - Economia e Gestão, 2012.
- [72] Instituto Financeiro para o Desenvolvimento Regional (IFDR), “Enquadramento e monitorização dos projetos geradores de receitas,” 2013.
- [73] A. Skoczek, T. Sample, and E. D. Dunlop, “The Results of Performance Measurements of Field-aged Crystalline Silicon Photovoltaic Modules,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 17, no. 4, pp. 227–240, 2009.
- [74] D. C. Jordan and S. R. Kurtz, “Photovoltaic degradation rates - An Analytical Review,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 21, no. 1, pp. 12–29, 2012.
- [75] “Portal ERSE - Serviços de Sistema,” *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE)*. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/Servicosdesistema.aspx>. [Accessed: 29-Jul-2015].
- [76] “Portal ERSE - Regulação Secundária de Frequência,” *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE)*. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/Regulacaosecundariadefrequencia.aspx>. [Accessed: 29-Jul-2015].
- [77] “Portal ERSE - Reserva de Regulação,” *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE)*. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/Reservaderegulacao.aspx>. [Accessed: 29-Jul-2015].
- [78] “Preço da Banda de Regulação Secundária,” *Sistema de Informação de Mercados de Energia*, 2014. [Online]. Available: http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/Preco_BandaSec.aspx. [Accessed: 29-Aug-2015].
- [79] J. N. Mayer, “Current and Future Cost of Photovoltaics Current and Future Cost of Photovoltaics,” 2015.
- [80] K. Connolly, “G7 leaders agree to phase out fossil fuel use by end of century | World news | The Guardian,” *The Guardian*, 2015.
- [81] J. J. Gutierrez, J. Ruiz, A. Lazkano, and L. a Leturiondo, “Measurement of Voltage Flicker : Application to Grid-connected Wind Turbines,” *Adv. Meas. Syst.*, pp. 365–393, 2010.
- [82] “Weather Data Format Definition,” *U.S. Department of Energy*, 2012. [Online]. Available: http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/weatherdata_format.cfm. [Accessed: 16-Sep-2015].
- [83] “PVGIS - European Commission,” *JRC’s Institute for Energy and Transport*. [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/info/faq.htm>. [Accessed: 19-Sep-2015].

- [84] “Sketchup Skelion solar design plugin renewable energy.” [Online]. Available: <http://skelion.com/>. [Accessed: 17-Sep-2015].
- [85] B. Nykvist and M. Nilsson, “Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles,” *Nat. Clim. Chang.*, vol. 5, no. 4, pp. 329–332, Mar. 2015.
- [86] M. Fuhs, “Forecast 2030: stored electricity at \$0.05/kWh: pv-magazine,” *pv magazine*, 2014. [Online]. Available: http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/forecast-2030--stored-electricity-at-005-kwh_100016581/#axzz3gdKCVi00. [Accessed: 22-Jul-2015].
- [87] Z. Shahan, “When Grid Defection Makes Economic Sense (Graphs & Charts),” *Clean Technica*, 2014. [Online]. Available: <http://cleantechnica.com/2014/10/20/grid-defection-makes-economic-sense/>. [Accessed: 22-Jul-2015].
- [88] *Decreto-Lei n.º90/2014 de 11 de Junho*. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia.
- [89] “Skeletal box-and-whiskers plot,” SAS. [Online]. Available: <https://support.sas.com/documentation/cdl/en/statug/63347/HTML/default/images/skeletal.png>. [Accessed: 15-Sep-2015].

Anexos

Anexo I

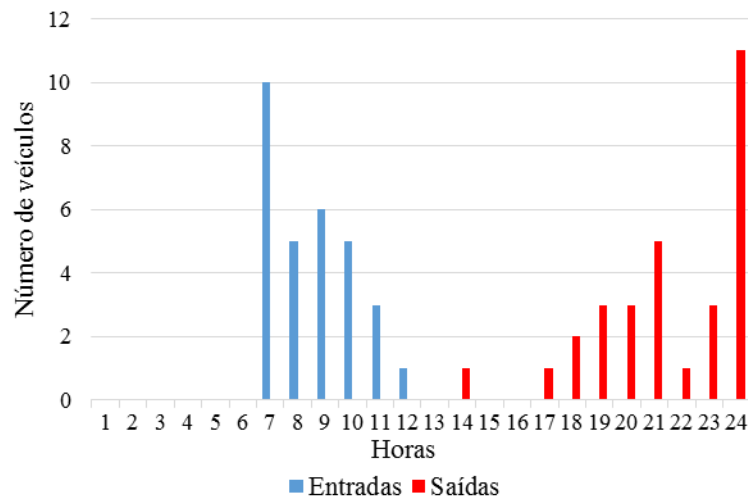


Figura 51: Entradas e saídas dos veículos do PE nos dias de fim-de-semana.

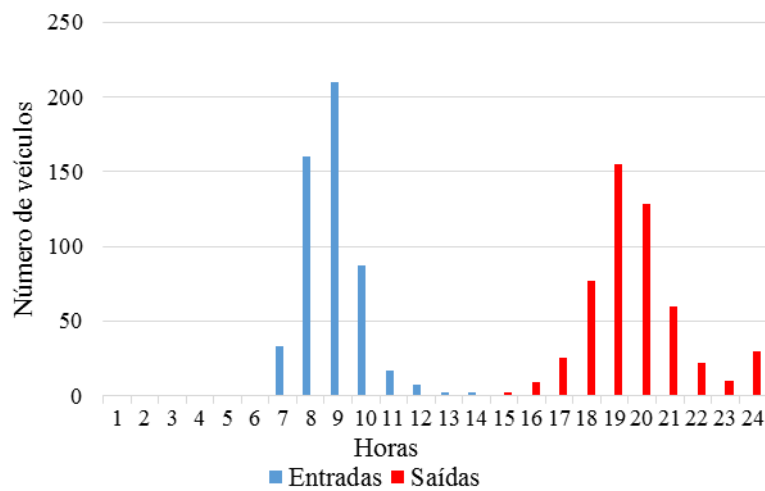


Figura 52: Entradas e saídas dos veículos do PE nos dias úteis.

Anexo II

119/

galp energia

Atend. comercial 808 503 030 (dias úteis, 9h-21h custo chamada local)
 Comunicação de leitura 800 508 080 (24h/dia chamada grátis)
 Operador da Rede de Distribuição

Atend. Emergências Eletricidade: 800 506 506 (24h/dia - chamada grátis)
 www.galpenergia.com

galp
on

FERTAGUS TRAVESSIA TEJO TRANSPORTES SA
 EST. FERROVIÁRIA DO PRAGAL 23 PORTA
 ALMADA
 2805 333 ALMADA

DADOS DA SUA CONTA

Nº IDENTIFICAÇÃO DO CONTRATO 90065071

Nome do titular:	FERTAGUS TRAVESSIA TEJO TRANSPORTES SA
Nº fiscal:	504226320
Local de fornecimento:	EST. FERROVIÁRIA DO PRAGAL IL EXT 1 ALMADA 2805-333 ALMADA
Designação da oferta:	BTN Empresas e Negócios
Serviços/energia:	Eletricidade
Tarifa contratada eletricidade:	BT (>20,7 kVA) - Tri-Horaria(34,5 kVA)
Ciclo horário:	Ciclo diário
Cód. Ponto de Entrega (CPE):	PT0002000077154126BP

RESUMO DO DOCUMENTO

Valor da fatura	396,90€
Valor a pagar	396,90€
Data limite de pagamento:	2015-06-17
Período de faturação:	2015-04-18 a 2015-05-17
Nº DO DOCUMENTO:	50510090122
DATA DE EMISSÃO:	2015-05-18 ORIGINAL

**POUPE A MEMÓRIA
E O ESPAÇO EM CASA**
 Adira ao débito direto e à fatura eletrónica!
 Saiba mais em www.galpon.pt ou ligue 808 50 30 30

INFORMAÇÕES ÚTEIS

Dê a sua leitura de eletricidade pelo 800 508 080 até dia 2015-06-16, utilizando a referência 7063790158

REFERÊNCIA PARA REGULARIZAÇÃO DE VALORES

Autorização de pagamento por débito direto em Conta Bancária	
Identificação do Credor:	PT84ZZZ105798
Número de autorização:	61006910777
IBAN:	PT50003500010001674193048
Débito até:	2015-06-17

Figura 53: Fatura energética entre 18 de Abril e 17 de Maio de 2015 do PE da estação de comboios da Fertagus no Pragal – Documento 1.

ELETRICIDADE

LEITURAS / CONSUMOS

Número do contador	Período de leitura	Leitura atual			Leitura anterior			c) Consumo [kWh] (c=a - b)
		a) kWh	Data	Tipo	b) kWh	Data	Tipo	
14642577	Ativa de vazio	278.362	2015-05-17	Estimada	274.595	2015-04-20	Cliente	3.767
14642577	Ativa ponta	43.949	2015-05-17	Estimada	43.382	2015-04-20	Cliente	567
14642577	Ativa cheia	65.737	2015-05-17	Estimada	64.925	2015-04-20	Cliente	812
14642577	Ativa de vazio	274.595	2015-04-20	Cliente	272.325	2015-03-20	Cliente	2.270
14642577	Ativa ponta	43.382	2015-04-20	Cliente	43.119	2015-03-20	Cliente	263
14642577	Ativa cheia	64.925	2015-04-20	Cliente	64.361	2015-03-20	Cliente	564

DETALHES DE FATURACÃO

Nº Fatura:	FT 1056/115811	Data de emissão:	2015-05-18	Período faturado:	2015-04-18 a 2015-05-17				
Período de fornecimento	Descrição	Quantidade	Preço unitário [€]	Fator/Dias	Valor sem Desconto [€]	Valor do Desconto [€]	Valor sem IVA [€]	IVA [%]	
2015-04-17 - 2015-05-17	Potência 34.5 kVA	30 Dias	1,234100	1	37,02	0,00	37,02	23	
2015-03-21 - 2015-04-17	Devolução Energia ativa vazio (estimada)	-4.029 kWh	0,075000	1	-302,18	0,00	-302,18	23	
2015-03-21 - 2015-04-20	Energia ativa vazio (medida)	2.270 kWh	0,075000	1	170,25	0,00	170,25	23	
2015-04-20 - 2015-05-17	Energia ativa vazio (estimada)	3.767 kWh	0,075000	1	282,53	0,00	282,53	23	
2015-03-21 - 2015-04-17	Devolução energia ativa ponta (estimada)	-607 kWh	0,271200	1	-164,62	0,00	-164,62	23	
2015-03-21 - 2015-04-20	Energia ativa ponta (medida)	263 kWh	0,271200	1	71,33	0,00	71,33	23	
2015-04-20 - 2015-05-17	Energia ativa ponta (estimada)	567 kWh	0,271200	1	153,77	0,00	153,77	23	
2015-03-21 - 2015-04-17	Devolução energia ativa cheias (estimada)	-869 kWh	0,137200	1	-119,23	0,00	-119,23	23	
2015-03-21 - 2015-04-20	Energia ativa cheias (medida)	564 kWh	0,137200	1	77,38	0,00	77,38	23	
2015-04-20 - 2015-05-17	Energia ativa cheias (estimada)	812 kWh	0,137200	1	111,41	0,00	111,41	23	
2015-03-21 - 2015-04-17	Devolução ISP - Energia elétrica	-5.505 kWh	0,001000	1	-5,51	0,00	-5,51	23	
2015-03-21 - 2015-05-17	ISP - Energia elétrica	8.243 kWh	0,001000	1	8,25	0,00	8,25	23	
Outros débitos/créditos									
	Contribuição audiovisual	1	2,650000	1	2,65	0,00	2,65	6	

L+9Q - Processado por programa certificado nº 2321/AT

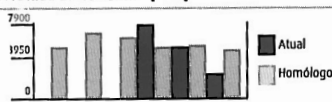
INFORMAÇÕES

Tarifa de acesso: 152,56€, valor independente do comercializador, sem IVA, incluído nos preços acima para o mesmo período de faturação, o qual contém o valor de custos de interesse económico geral (CEIG), no valor de 73,23€.

Sustentabilidade: um valor com fatura. Emissões de CO₂: 895,33(kg).

A eletricidade faturada foi produzida a partir das seguintes fontes de energia: 26,7% hídrica; 15,7% Eólica; 3,7% Cogeração renovável; 0,9% Geotermia; 2,4% Outras renováveis; 10,2% Cogeração fóssil; 4,7% Gás natural; 28,1% Carvão; 7,7% Nuclear; 0,3% Fuelóleo; 2,4% RSU. Fonte: Erse

HISTÓRICO DE CONSUMO [kWh]



SUB-TOTAL/1

IVA(23%)	73,69
IVA(6%)	0,16
Total sem IVA	323,05
SUB-TOTAL A PAGAR	396,90€

SERVIÇOS

DETALHES DE FATURACÃO

Data	Descrição	Unidade	Quantidade	Preço unitário[€]	Valor s/IVA[€]	Taxa IVA[%]
------	-----------	---------	------------	-------------------	----------------	-------------

SUB-TOTAL/2

Total sem IVA	0,00
SUB-TOTAL A PAGAR:	0,00€

Figura 54: Fatura energética entre 18 de Abril e 17 de Maio de 2015 do PE da estação de comboios da Fertagus no Pragal – Documento 2.